



Universität Stuttgart
Institut für Feuerungs-
und Kraftwerkstechnik



Analyse der Integration erneuerbarer Energien in Deutschland und Europa unter Berücksichtigung der Versorgungssicherheit und dezentraler Flexibilitäten (INTEEVER II)

Schlussbericht

BMWK – FKZ 03ET4069 A-C

im Rahmen des 7. Energieforschungsprogrammes der Bundesregierung

Verbundpartner:

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR),
Institut für Vernetzte Energiesysteme (VE), Abteilung Energiesystemanalyse, Stuttgart

Universität Stuttgart, Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik (IFK),
Abteilung Stromerzeugung und Automatisierungstechnik, Stuttgart

Fraunhofer Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE),
Abteilung Netzplanung und Netzbetrieb, Kassel

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR),
Institut für Softwaretechnologie (SC), Abteilung Intelligente und Verteilte Systeme, Köln

Autoren:

Karl-Kiên Cao, Thomas Pregger, Evelyn Sperber, Shima Sasanpour, Seyedfarzad Sarfarazi,
Kristina Nienhaus, Hans Christian Gils, Kathrin Schaffert (DLR)

Oussama Alaya, Hendrik Lens (IFK)

Tanja Kneiske, Tobias Banze, Simon Ruben Drauz (IEE)

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

Stuttgart, Kassel und Köln, 26. Oktober 2022

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren. Die Verantwortlichkeiten sind in Kapitelüberschriften den Verbundpartnern jeweils zugeordnet und mit der Abkürzung der Institutsbezeichnungen gekennzeichnet. Insoweit nicht anders gekennzeichnet, gelten für Unterkapitel die gleichen Verantwortlichkeiten wie in den Hauptkapiteln. Die nicht gekennzeichneten Kapitel wurden gemeinsam erarbeitet.

Bei Personenbezeichnungen und personenbezogenen Hauptwörtern wird in diesem Bericht zur besseren Lesbarkeit in der Regel die männliche Form verwendet. Entsprechende Begriffe gelten im Sinne der Gleichbehandlung grundsätzlich für alle Geschlechter, die verkürzte Verwendung der männlichen Form beinhaltet keine Wertung.

INHALTSVERZEICHNIS

1	Einleitung und Zielsetzung.....	1
2	Eingesetzte Methoden und Modelle	3
2.1	Energiesystemmodellierung mit REMix ^(DLR)	3
2.2	Modellierung und Analyse des Übertragungsnetzes ^(IFK)	5
2.3	Verteilnetzmodellierungen mit pandapowerPro ^(IEE)	6
2.4	Agentenbasierte Modellierung des Strommarktes mit AMIRIS ^(DLR)	7
2.5	Integrationsumgebung RCE ^(DLR)	8
3	Methodische Weiterentwicklungen.....	9
3.1	Erweiterungen der Integrationsumgebung RCE ^(DLR)	10
3.2	Weiterentwicklung Übertragungsnetzmodell ^(IFK)	12
3.3	Energiesystem-Optimierungsmodell REMix ^(DLR)	18
3.4	Kopplung des Übertragungsnetzmodells mit der Energiesystemmodellierung ^(IFK, DLR)	28
3.5	Integration von Verteilnetzausbaukosten in die Energiesystemmodellierung ^(IEE)	32
3.6	Strommarktmodell AMIRIS und Kopplung an die Energiesystemmodellierung ^(DLR)	37
4	Einsatz der Modelle für Szenarioanalysen.....	43
4.1	Szenarienmodellierungen ^(DLR)	43
4.2	Ausbau und Ausfall von Stromübertragungsleitungen ^(DLR)	44
4.3	Anwendungsfall der Kopplung des Übertragungsnetzmodells mit REMix ^(IFK)	46
4.4	Anwendungsfall für Modellierungen mit pandapowerPro ^(IEE)	51
4.5	Anwendungsfall Flexibler Wärmepumpenbetrieb ^(DLR)	61
4.6	Anwendungsfall Eigenverbrauchsstrategien von Prosumern im Strommarkt ^(DLR)	63
4.7	Arbeiten in IEA-Forschungskooperationen.....	66
5	Diskussion, Schlussfolgerungen und Ausblick	69
5.1	Fazit der Modellierungen	69
5.2	Weitergehender Forschungsbedarf.....	71
6	Glossar.....	72
6.1	Abkürzungsverzeichnis.....	72
6.2	Begriffe und Definitionen	74
7	Referenzen	77

1 EINLEITUNG UND ZIELSETZUNG

Die Herausforderungen einer wesentlich auf den fluktuierenden Energiequellen Wind und Sonne basierenden Energieversorgung wurden in verschiedenen Studien ausführlich beschrieben (s. z.B. Mathiesen et al. 2011; Pfenninger et al. 2014, Gils et al. 2017a). Durch die dargebotsabhängige Stromerzeugung wird zukünftig ein räumlicher und zeitlicher Lastausgleich durch Netze, Stromspeicher, Lastmanagement und flexible Sektorenkopplung von wesentlicher Bedeutung für die Versorgungssicherheit sein (Lund et al. 2015). Die zunehmend dezentrale Stromerzeugung und -speicherung sowie die erwartete direkte und indirekte Elektrifizierung der Wärmeversorgung und des Verkehrs stellen insbesondere die Stromnetze zukünftig vor neue Herausforderungen. Diese ergeben sich unter anderem aus einer höheren räumlichen Distanz zwischen Stromproduktion und -verbrauch, der Lastflussumkehr von niedrigen zu hohen Spannungsebenen und dem Entstehen neuer Bedarfsspitzen und -rampen, die durch Marktanreize noch weiter erhöht werden könnten. So können dezentrale Speicher, flexible Verbraucher und Erzeuger je nach Fahrweise für eine Entlastung oder zusätzliche Belastung sorgen, wobei der Effekt auf Verteilnetzebene gegenläufig zu dem auf Übertragungsnetzebene sein kann (DENA 2012). Bisher wurden diese Wirkungen noch nicht in ausreichendem Maße unter Kopplung von verschiedenen Modellen zu Verteilnetz, Übertragungsnetz, Energiesystem und Strommarkt untersucht. Zudem können Energiesystem-Optimierungsmodelle (ESOM) die – vor dem Hintergrund der Kostenentwicklung von dezentralen PV-Batteriesystemen sowie der steigenden Marktdurchdringung von Wärmepumpen – zu erwartenden betriebswirtschaftlich motivierten Veränderungen der Lastgänge sowie des Speichereinsatzes zur Eigenverbrauchsoptimierung bislang nicht abbilden.

Das Projekt INTEEVER II adressiert in diesem Kontext die Begrenztheit der Abbildung von netzseitigen sowie aktorsbezogenen Aspekten in den heutigen ESOMs und die daraus resultierende Unsicherheit von Szenarienanalysen hinsichtlich der Rolle unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen im zukünftigen Stromsystem, wie insbesondere der Stromspeicher. Die Arbeiten im vorangegangenen Projekt INTEEVER¹ fokussierten vor allem auf methodische und datenseitige Grundlagen für integrierte Modellierungen. Die Ergebnisse zeigten den Mehrwert des integrativen methodischen Ansatzes, der unterschiedliche Perspektiven auf optimale betriebswirtschaftliche Strategien für Speicher und Lastmanagement sowie deren ökonomische Evaluation beinhaltet. Es zeigte sich an vielen Stellen der Analysen aber auch ein erheblicher weiterer Forschungsbedarf, der mit INTEEVER II aufgegriffen wurde.

Dieser Forschungsbedarf betrifft zum einen die Genauigkeit und Differenziertheit der Abbildung von Verbrauchern, Netzen und Erzeugern im deutschen und europäischen Stromsystem und damit den Dateninput und die Parametrierungen der Modelle, die einen relevanten Einfluss auf die Rechenergebnisse haben. Zum anderen zeigt das in INTEEVER realisierte „soft coupling“ des Energiesystem-Optimierungsmodells REMix mit Modellen zur Simulation von Leistungsflüssen Limitierungen sowohl hinsichtlich der Qualität als auch der Quantität der iterativen Szenarienanalysen. Unter Voraussetzung von möglichen signifikanten Verbesserungen der Rechengeschwindigkeit von linear optimierenden ESOMs als Ergebnis des Vorhabens BEAM-ME (FKZ 03ET4023) wurden die Möglichkeiten einer automatisierten und engeren Kopplung zwischen dem ESOM und dem Transportnetzmodell geprüft. Die Anbindung der Szenarienanalyse mit dem ESOM und der

¹ FKZ 03ET4020A-C. Laufzeit: Jan. 2015 bis April 2018. Schlussbericht: <https://doi.org/10.2314/KXP:1667221795>

Verteilnetzebene wurde ebenfalls intensiviert, mit dem Ziel, die Integration von PV-Batteriespeicher-Systemen und elektrischen Wärmepumpen, der Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen sowie einer dezentralen Wasserstoffinfrastruktur besser abbilden und untersuchen zu können.

Insbesondere vor dem Hintergrund der Kostenentwicklung von dezentralen PV-Batteriesystemen sowie den absehbaren Marktzuwächsen von Wärmepumpen sind bedeutsame betriebswirtschaftlich motivierte Veränderungen der Lastgänge sowie des Speichereinsatzes zur Eigenverbrauchsoptimierung zu erwarten. Zur Untersuchung des entsprechenden Last- und Einspeiseverhaltens sowie des Einflusses regulatorischer Rahmenbedingungen auf systemdienliche Verhaltensweisen eignet sich insbesondere das agentenbasierte Strommarktmodell AMIRIS, mit dem das Akteursverhalten berücksichtigt werden kann. Eine enge Verknüpfung mit dem ESOM REMix ermöglicht die quantitative Untersuchung relevanter Einflussfaktoren auf der Konsumenten- sowie Prosumente Seite und inwiefern sie zu Abweichungen von volkswirtschaftlich optimalen Zielpfaden führen.

Die Hauptziele des Vorhabens INTEEVER II ergaben sich aus diesen vielversprechenden Möglichkeiten zur weiteren und verbesserten Integration der unterschiedlichen Perspektiven a) Energiesystem einschließlich Übertragungsnetz, b) Verteilnetze und c) Akteure im Stromsystem. Das Vorhaben baute bezüglich des Einsatzes der weiterentwickelten Modelle zur integrierten Szenarioanalyse weitgehend auf den Datenschnittstellen und Parametrierungen aus dem Vorhaben INTEEVER auf. Zu Beginn wurde ein geeignetes Konzept für den gekoppelten Einsatz mehrerer komplexer Modelle erarbeitet, das mit einer am DLR entwickelten Integrationsumgebung (RCE) umgesetzt wurde.

Die folgenden wissenschaftlich und energiepolitisch relevanten Fragestellungen wurden im Rahmen des Vorhabens INTEEVER II adressiert:

- Wie kann die Datenbasis für hoch aufgelöste Modellierungen bezüglich regionen- und sektorenspezifischer Lastprofile und Wetterdaten/Einspeisezeitreihen für erneuerbare Energien unter Nutzung von historischen bzw. realen Daten verbessert werden?
- Wie kann die Kopplung von Energiesystemmodellen und Übertragungsnetzmodellen so verbessert werden, dass eine Vielzahl von technologisch, räumlich und zeitlich detailliert charakterisierten Transformationsszenarien hinsichtlich Kosteneffizienz und Versorgungssicherheit auf konsistente und robuste Weise beurteilt werden kann?
- Wie kann zur Bewertung einer optimalen Integration von stark dezentralen Infrastrukturen – wie PV-Batteriesystemen, Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen mit gesteuertem Laden in Haushalten sowie einer dezentralen Gasinfrastruktur beispielsweise für Tankstellen – die übergeordnete Systemsicht mit der Verteilnetzperspektive sowie der Betreibersicht modellbasiert gekoppelt werden?
- Welche Änderungen ergeben sich für ein optimiertes Energiesystem unter Berücksichtigung eines aktorenspezifisch, betriebswirtschaftlich optimierten Last- und Betriebsverhaltens z. B. von PV-Batteriesystemen und Wärmepumpen? Welche regulatorischen Rahmenbedingungen sind erforderlich, um Anreize für ein systemdienliches Verhalten zu setzen?
- Welche neuen Erkenntnisse zur Ausgestaltung der deutschen und europäischen Energiewende und der Rolle einzelner Flexibilitätsoptionen lassen sich durch integrierte Szenarioanalysen mit den verbesserten Modellierungen gewinnen?

2 EINGESETZTE METHODEN UND MODELLE

Den methodischen Ansatz zur Beantwortung der gestellten Forschungsfragen zeigt Abbildung 1. Die datenseitigen Verbesserungen der Modellparametrierungen finden modellspezifisch statt, erfordern aber auch die Harmonisierung von zentralen exogenen Annahmen. Die Modellkopplungen finden jeweils zwischen dem ESOM REMix und den zwei Stromnetzmodellen sowie dem agentenbasierten Strommarktmodell AMIRIS statt. Durch die Integration einer jeweils anderen Perspektive können jeweils andere Randbedingungen und ggf. Restriktionen in der Gesamtsystemmodellierung berücksichtigt und ihr Einfluss auf die Ergebnisse der Systemoptimierung bewertet werden. Die Modellkopplung über die Integrationsumgebung RCE findet primär für REMix und die Lastflussmodellierung im Stromtransportnetz statt, wurde aber auch für die anderen Modellkopplungen geprüft. Mit der exemplarischen Anwendung der Methoden konnten schließlich Erkenntnisse und Schlussfolgerungen zur Rolle einzelner Flexibilitätsoptionen in zukünftigen Energiesystemen gewonnen werden.

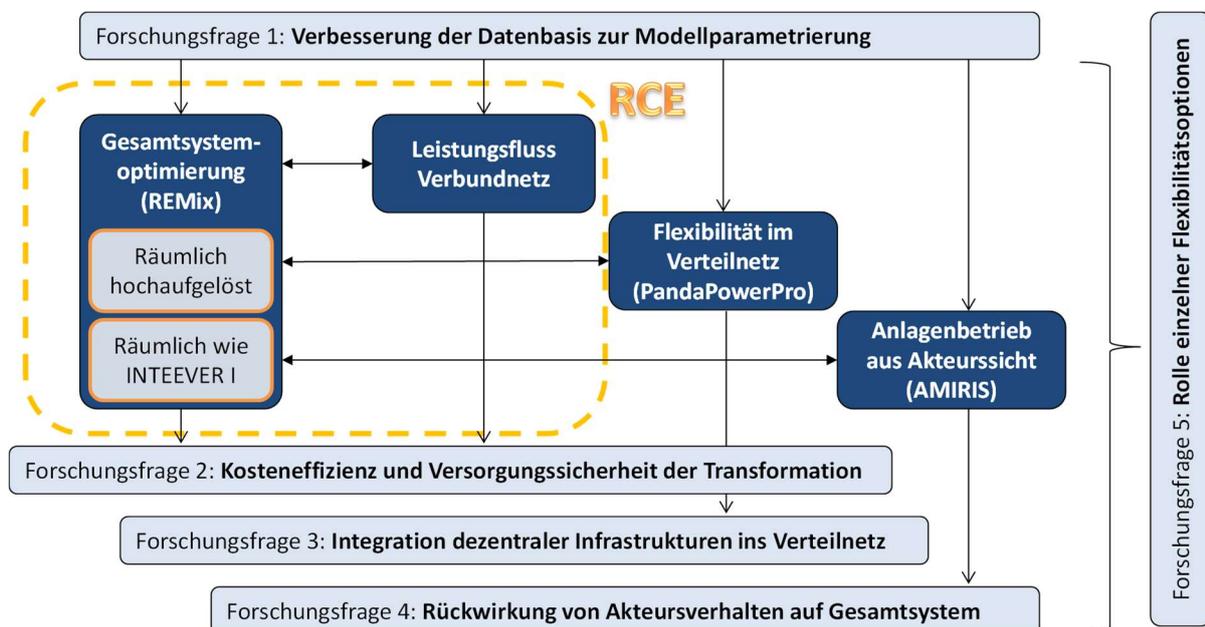


Abbildung 1: Übersicht Modellkopplungen zur Beantwortung der Forschungsfragen

Weitergehende Informationen zum grundlegenden Ansatz der modellgestützten Arbeiten finden sich im INTEEVER-Schlussbericht (Cao et al. 2019).

2.1 ENERGIESYSTEMMODELLIERUNG MIT REMIX^(DLR)

Das ESOM REMix (Abbildung 2) wird seit über fünfzehn Jahren am DLR entwickelt und entspricht sowohl national als auch international dem Stand der Wissenschaft. Ausgehend von einer tiefen Analyse räumlich-zeitlich hoch aufgelöster Potenziale zur erneuerbaren Stromerzeugung (EnDAT) und der Modellierung des Stromsystems (OptiMo) wurden im Rahmen verschiedener, vom BMWi und BMU geförderter Projekte die Kopplungen zum Wärme- und zum Verkehrssektor sowie zu möglichen Wasserstoffinfrastrukturen in das Modell implementiert (BMW-FKZ 0328005A, BMW-FKZ 0328009, BMU-FKZ 03MAP146, BMU-FKZ 0325501). Zudem stehen im Fokus der Modellentwicklung die erweiterte Abbildung der Sektorenkopplung, insbesondere die Betrachtung von flexiblen Lasten im Gasnetz (BMW-FKZ 03ET4038B), die Reduktion der Modelllösungszeiten (BMW-FKZ 03ET4023A), die Berücksichtigung der Akzeptanz (BMW-FKZ 0324008)

und die Erhöhung der Robustheit durch Modellvergleiche (BMW-FKZ 0325874C, FKZ 0324008). Weitere methodische Entwicklungen betreffen die Erweiterung der Optimierung von Systementwicklungspfaden (Fichter 2017) und die Berücksichtigung stochastischer Variationen der Kraftwerksverfügbarkeit (Gils et al. 2017b) sowie eine verbesserte Modellierung der wetterbedingten, variablen Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien.

Die gleichzeitige Optimierung des Infrastrukturbedarfs (Erzeugungskapazitäten, Speicher und andere Flexibilitätsoptionen inkl. Netze) für ein großskaliges Untersuchungsgebiet wie Europa stellt ein sehr großes Optimierungsproblem dar. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn sowohl die Bewertung von regionenspezifischen Maßnahmen als auch die umfassende Bewertung der Versorgungssicherheit Gegenstand der Untersuchung sind. Zur Reduktion des resultierenden Problems werden in der Literatur grundsätzlich zwei Ansätze verfolgt. Während Dekompositionsmethoden darauf abzielen Teilprobleme (z.B. Lastflusssimulation und Kraftwerkseinsatz) in iterativer Weise zu lösen, verfolgen Reduktionsmethoden, wie die Aggregation von Ausgangsdaten, das Ziel, eine Vereinfachung des Problems auf das Wesentliche zu erreichen.

Eine zunehmende Relevanz haben dabei initiale, regionenspezifische Parametrierungen, die sich aus der Erhöhung der räumlichen Auflösung durch Kopplung von Energiesystem- und Netzmodellen ableiten. Daraus ergibt sich der Bedarf zur Generierung von modellübergreifend konsistenten, regionalisierten Lastprofilen, da insbesondere dadurch ein räumlicher Ausgleichsbedarf resultiert, der in bisherigen großskaligen, systemanalytischen Untersuchungen tendenziell unterschätzt wird. Diesbezüglich stellt die im Rahmen des Verbundvorhabens open_eGo (BMW-FKZ 0325881) entwickelte Datenbasis den heutigen Stand der Wissenschaft dar, auf dem auch die Arbeiten mit REMix aufsetzen.

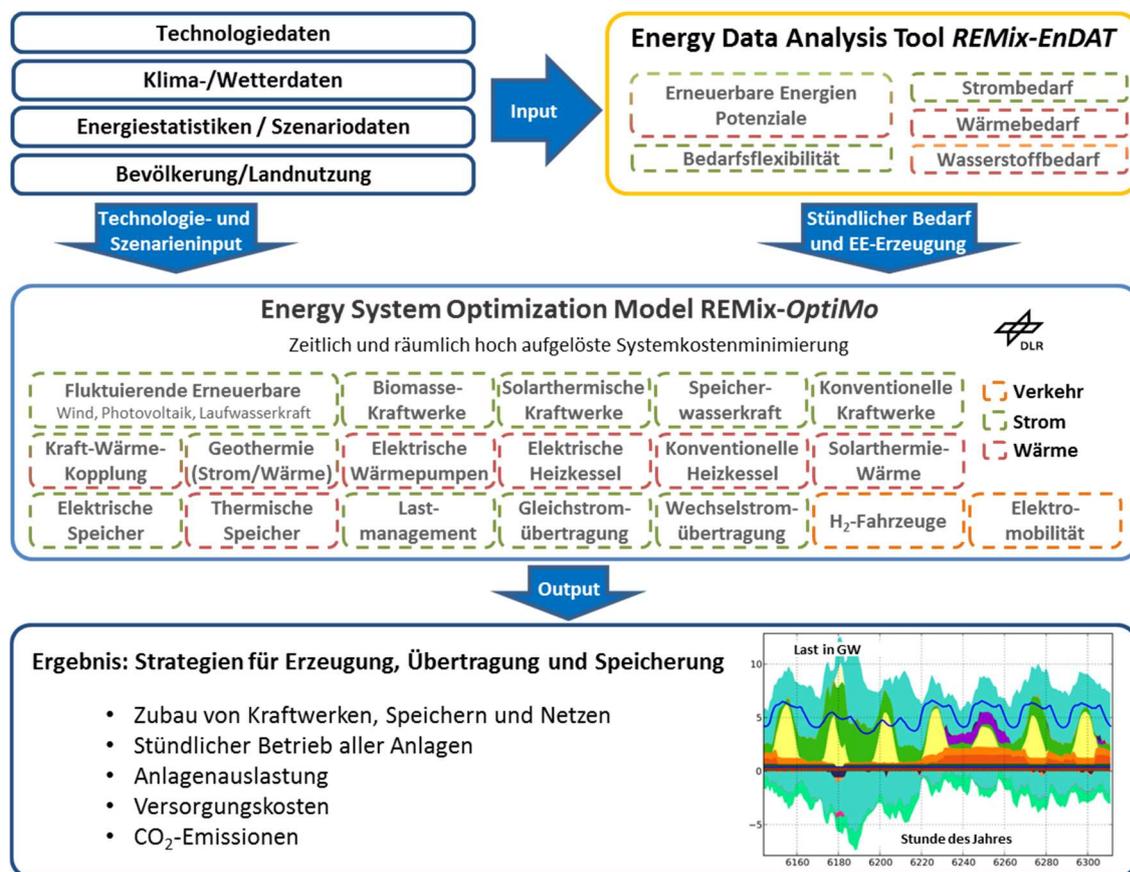


Abbildung 2: Übersicht REMix-Modell des DLR

2.2 MODELLIERUNG UND ANALYSE DES ÜBERTRAGUNGSNETZES (IFK)

Das Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik an der Universität Stuttgart besitzt umfangreiche Erfahrungen in der Modellierung, Simulation und Analyse elektrischer Übertragungsnetze, insbesondere des europäischen Verbundsystems. Die institutseigenen Netzmodelle und Simulationsumgebungen ermöglichen die Untersuchung von Fragestellungen auf den Gebieten der dynamischen und stationären Netzberechnung, Netzregelung und Systemführung. Im Verlauf verschiedener Projekte und studentischer Arbeiten wurde ein Modell des kontinentaleuropäischen Übertragungsnetzes aufgebaut. Es enthält Daten des „Ten Year Network Development Plans“ (TYNDP) der ENTSO-E sowie des nationalen Netzentwicklungsplans (NEP) der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, wobei im Projekt INTEEVER die zum damaligen Zeitpunkt aktuellen Versionen des NEP (Stand 2015) (Feix et al. 2015) und des TYNDP (Stand 2016) (ENTSO-E 2016) als Grundlage verwendet wurden. Außerdem sind eigene Recherchen in die Datenbank eingeflossen.

Im Rahmen von INTEEVER II wurde das Netzmodell aktualisiert. Hierfür wurde das Referenznetzmodell (ENTSO-E 2020a), das als Input für die Erstellung des TYNDP 2020 benutzt wurde, als Datengrundlage verwendet. Das Modell beinhaltet die elektrische Netztopologie des europäischen Höchstspannungsnetzes ($\geq 220\text{kV}$) sowie die elektrische Anbindung der Erzeuger und Lasten. Außerdem beinhaltet das Modell Netzelemente $< 220\text{ kV}$ Spannung, die Verbindungen zu Offshoreanlagen oder dem Ausland darstellen. Zusätzlich sind Ausbauprojekte berücksichtigt, die bis zum Jahr 2025 sicher realisierbar sind. Die Topologie des deutschen Übertragungsnetzes aus diesem Modell ist in Abbildung 3 als Graph dargestellt. Die Kreise stellen die Umspannwerke und die Linien die elektrischen Wechselstromverbindungen des Netzes dar, in seiner ursprünglichen Form ohne geographische Informationen und tatsächliche räumliche Verteilung in Deutschland.

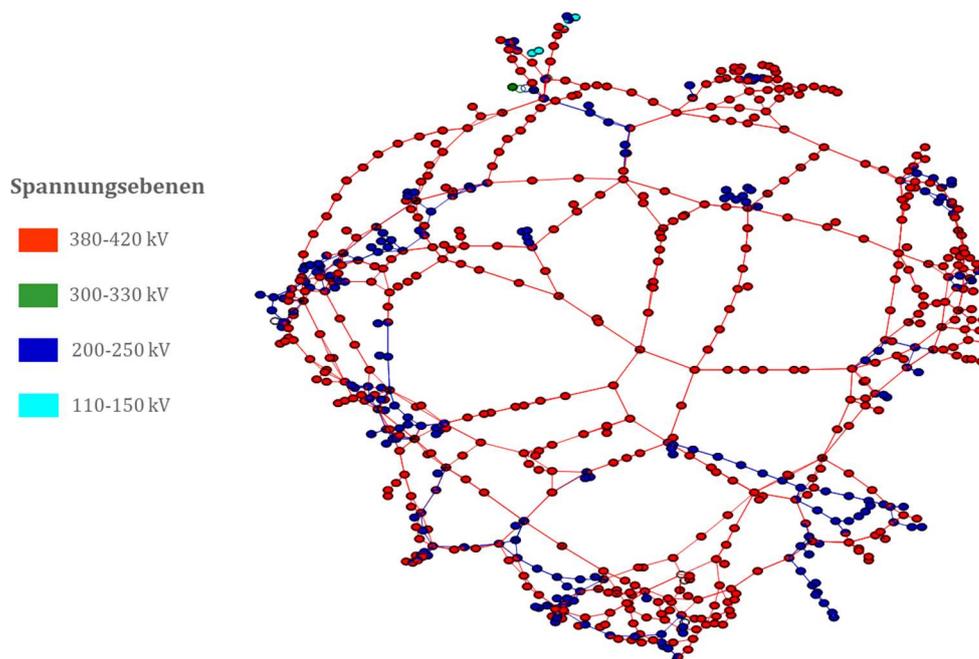


Abbildung 3: Topologie des deutschen Übertragungsnetzmodells auf Basis des TYNDP 2020 Referenznetzmodells

Für die Kopplung der Lastflussberechnung mit ESOM wurden die folgenden Verbesserungen an dem deutschen Übertragungsnetzmodell durchgeführt:

- Berücksichtigung der Ausbauprojekte, die im TYNDP 2018-Netzdatensatz vorhanden waren und im TYNDP 2020 aufgrund von Projektverzögerungen nicht berücksichtigt sind

- Georeferenzierung der Umspannwerksstandorte
- Verbesserung der Datengrundlage der Erzeugungstechnologien, um die Konformität mit dem Szenariorahmen zu gewährleisten
- Weitere Maßnahmen für die Verbesserung der Konvergenz der Lastflussberechnung und der Spannungshaltung

2.3 VERTEILNETZMODELLIERUNGEN MIT PANDAPOWERPRO (IEE)

Am IEE wird mit pandapowerPro eine eigens entwickelte performante Stromnetzberechnungssoftware verwendet. Diese beinhaltet einen heuristischen Optimierer zur Berechnung von Netzausbaukosten (Scheidler et al. 2018). In Abbildung 4 ist der Aufbau der Software dargestellt. Sie basiert auf der open-source-Software pandapower, die neben einer Leistungsflussberechnung mit Hilfe von Netzmodellen in Tabellenformaten und Netzdarstellungsroutinen auch Funktionalitäten unter anderem für Topologieanalysen, Kurzschlussrechnungen und Zustandsschätzung bietet. Darauf aufbauend beinhaltet pandapowerPro weitere Module. Hier sind z.B. Datenimportfunktionen und die Einbindung von Szenarien möglich, aber auch Module wie Zeitreihensimulation, Netzverlustberechnung und Ausbauplanung vorhanden. Eine Übersicht der Funktionalitäten von pandapowerPro ist in Abbildung 4 dargestellt. pandapowerPro und die heuristische Ausbauplanung ist modular durch die Hinzunahme von weiteren Netzausbaumethoden entwickelbar.

In INTEEVER I wurden hier bereits im Rahmen einer Worst-Case-Analyse Speichersysteme, KWK-Anlagen, Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge als zusätzliche Lasten und Erzeuger mitberücksichtigt. Diese wurden bislang nur für ein Gebiet angewendet, so dass eine deutschlandweite Kopplung zwischen REMix und pandapowerPro nicht möglich war. Im Projekt INTEEVER II wurde eine Methode erarbeitet, die für ganz Deutschland Netzausbaukosten berechnen kann und eine ortsabhängige Betrachtung möglich macht. Die Software pandapowerPro ist hierfür mit seiner hohen Performance und Schnelligkeit das geeignete Tool.

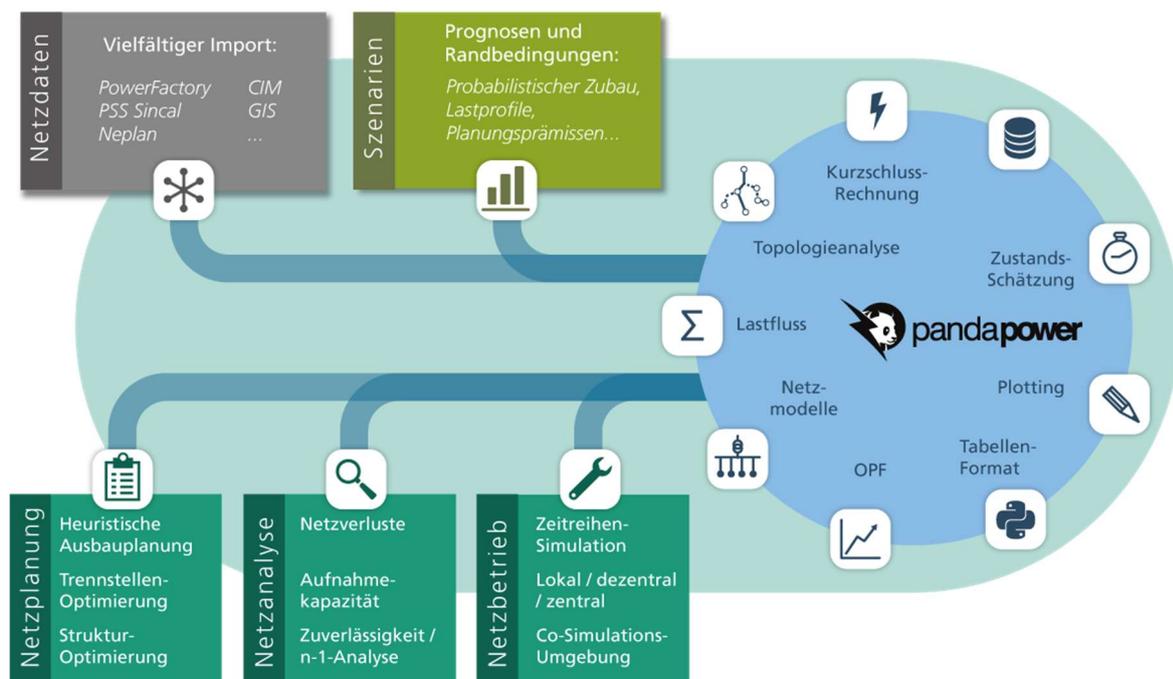


Abbildung 4: Übersicht pandapowerPro (Gesamtdarstellung) einschließlich der open-source Software pandapower (rechts)

2.5 INTEGRATIONSUMGEBUNG RCE (DLR)

Die DLR-Einrichtung Simulations- und Softwaretechnik (DLR-SC) entwickelt seit 2006 die Integrationsumgebung RCE („Remote Component Environment“). Sie wurde und wird unter anderem in Projekten in den Bereichen Luftfahrt, Raumfahrt, Schifffahrt und Verkehr eingesetzt. Mit RCE lassen sich Modelle zu Workflows verbinden und in verteilten Netzen ausführen. Es lassen sich mehrere RCE-Instanzen zu einem verteilten dynamischen Peer-to-Peer-Netzwerk verbinden. Diese müssen inhärente Probleme von Netzwerken bewältigen. So muss das System robust mit un stetigen Verbindungen, niedrigen Bandbreiten und schwankenden Latenzen umgehen. Es werden windows- und unixbasierte Betriebssysteme unterstützt, was die Komplexität bei der Konzeptionierung, Implementierung und beim Testen erhöht.

Ein weiterer Vorteil der Schnittstellenautomatisierung mit RCE ist die Reproduzierbarkeit der Ergebnisse. Außerdem schafft die grafische Repräsentation eines Workflows Transparenz und eine grundlegende Dokumentation der Simulationsprozesse. RCE beinhaltet ein Datenmanagement, das die essentiellen Daten und Parameter abspeichert, die zu einer Simulation beigetragen haben. Somit wird die Gesamtsimulation nachvollziehbar gemacht, Fehler in den Schnittstellen oder Einzelmodellen können leichter identifiziert werden.

RCE zeichnet sich durch einen hohen Grad an Benutzerfreundlichkeit aus. So können Benutzer Modelle über einen grafischen Wizard hinzufügen, freigeben und dann in Workflows einbetten. Gegenüber anderen Integrationsumgebungen bietet RCE außerdem den Vorteil, dass es unter der EPL-Lizenz steht und somit Open Source ist. Beim Einsatz entstehen somit keine Lizenzkosten, was hingegen bei vergleichbaren Frameworks der Fall ist. Die organisatorische Nähe und vergleichsweise kurze Iterationszyklen ermöglichen es, auf die Projektanforderungen kurzfristig einzugehen und passende Entwicklungen einfließen zu lassen. Im Rahmen des Vorhabens wurde die Integrationsumgebung RCE das erste Mal genutzt, um Fragestellungen der Energiesystemanalyse über Modellkopplungen zu adressieren.

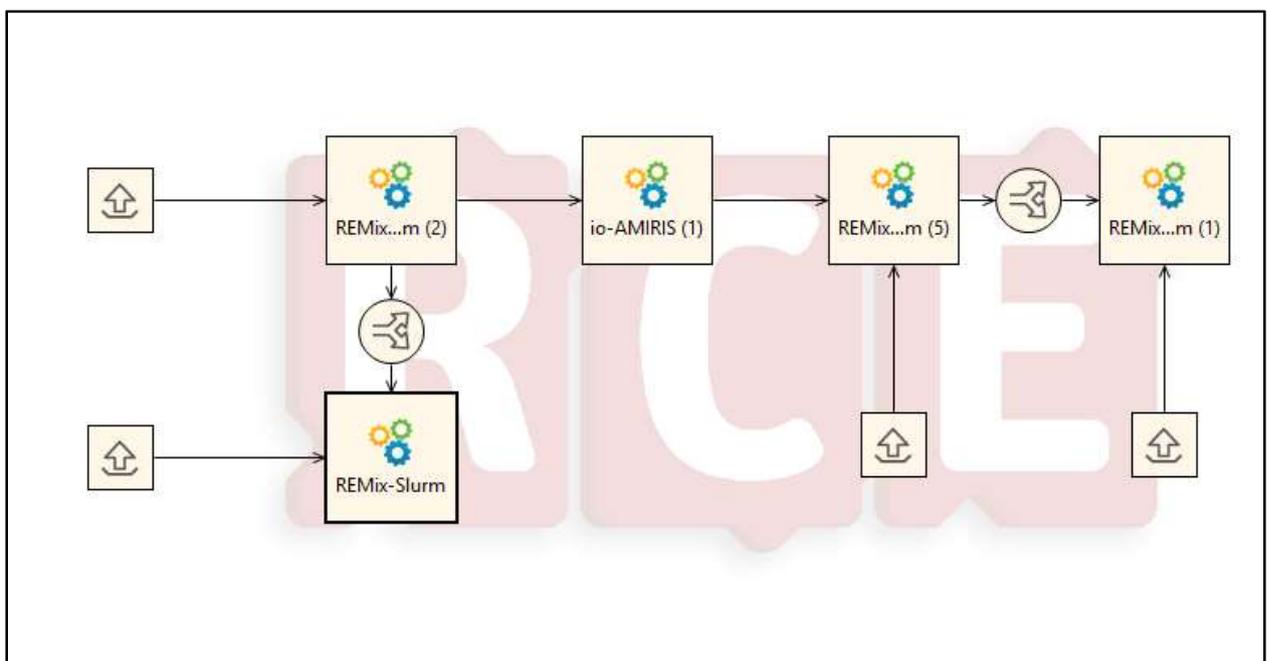


Abbildung 6: Beispielhafte Darstellung eines Workflows in der Integrationsumgebung RCE. Kopp- lung der Energiesystemmodelle REMix und AMIRIS

3 METHODISCHE WEITERENTWICKLUNGEN

Die grundlegende Idee hinter den methodischen Weiterentwicklungen ist die Integration von Informationen, die zwar nach derzeitigem Kenntnisstand einen starken Einfluss auf das Design zukünftiger Energiesysteme haben, bisher in der Energiesystemoptimierung aber weitgehend vernachlässigt werden:

- 1) Die Rückwirkungen auf die räumliche Verteilung von Leistungsflüssen bei Ausfall bzw. der Ausbau von Leitungen im Stromübertragungsnetz (Kapitel 3.3.3 und 3.4)
- 2) Die zusätzlichen Kosten für die Integration neuer dezentraler Verbraucher und Erzeuger im Verteilnetz (Kapitel 3.5)
- 3) Die Rückwirkungen von betriebswirtschaftlich getroffenen Entscheidungen für den Betrieb von dezentralen Anlagen (Kapitel 3.6).

Jede dieser Informationen wird in Form einer Kopplung des ESOMs REMix zu einem weiteren Modell bereitgestellt, wobei vor allem die unterschiedlichen Detaillierungsgrade und Systemgrenzen der verwendeten Modelle aufeinander abgestimmt werden müssen. Die hierfür durchzuführenden Schritte sind in der Publikation (Cao et al. 2021a) konzeptionell und in den folgenden Unterkapiteln im Detail beschrieben. Die Art der letztlich realisierten Modell-Kopplungen erstreckt sich dabei von einer reinen Bereitstellung von Eingangsparametern (Verteilnetzplanung) über eine Teilautomatisierung (Lastflusssimulation) bis zu einer Vollautomatisierung des Modellkopplungsworkflows in der Integrationsumgebung RCE, siehe Abbildung 7.

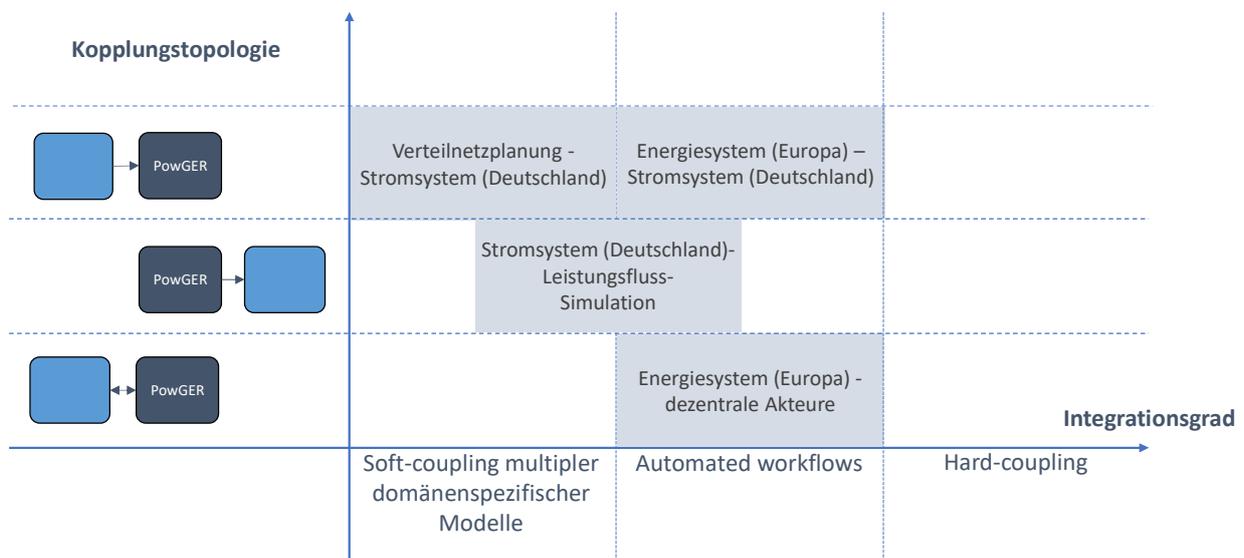


Abbildung 7: Übersicht der implementierten Modellkopplungen²

Zentrales Element der Modellkopplungen ist das mit dem ESOM REMix realisierte, übertragungsnetz-knotenscharfe Stromsystemmodell „PowGER“, welches auf den Szenario- und Netzdaten für das Jahr 2025 des Ten Year Network Development Plan, Version 2020 der ENTSO-E (ENTSO-E

² Mit Änderungen übernommen aus (Cao 2021)

2020a) basiert. Wesentliche Herausforderung stellt hierbei die Zuordnung von geo-referenzierten Informationen, wie z.B. Ausbaupotentialen für Erneuerbare Energien-Anlagen, zu den nicht georeferenzierten Netzdaten dar (siehe Kapitel 3.2).

3.1 ERWEITERUNGEN DER INTEGRATIONSUMGEBUNG RCE ^(DLR)

Die Integrationsumgebung RCE ist Bestandteil der Modellkopplungen im Projekt (Kapitel 3.3.4 und 3.6.3). Dabei ist eine besondere Herausforderung, Projektpartner innerhalb und außerhalb des DLR miteinander zu vernetzen, sodass deren Modelle miteinander Daten austauschen und Rechenläufe gekoppelt werden können. Zu diesem Zweck wurde eine neue Funktionalität in RCE implementiert und weiterentwickelt. Darüber hinaus sind zahlreiche allgemeine Erweiterungen und Verbesserungen an RCE durchgeführt worden, die die kontinuierliche Funktion der Software erhalten und den Projektbetrieb unterstützen.

Seit Projektstart wurden fünfzehn RCE Releases veröffentlicht. Darin enthalten sind unter anderem: die Entwicklung des sogenannten „Uplink“ Features, die Einführung eines Systems zur Zugriffssteuerung für freigegebene Tools, die Verbesserung der Nutzerfreundlichkeit, Performance-Verbesserungen, Verbesserungen der Robustheit bei der Workflowausführung in internen Netzwerken, Sicherheitsupdates und Fehlerbehebungen.

Zentraler Bestandteil der Arbeiten im Projekt war die Entwicklung der „Uplink“-Funktionalität. Die Grundfunktionalität wurde mit RCE 10.0 im Herbst 2019 zur Verfügung gestellt und in den folgenden Releases inkrementell verbessert.

Diese Funktionalität ermöglicht es einen Server als sogenannten „Relay“-Server zu konfigurieren, sodass dieser aus den Netzwerken aller Projektpartner heraus über eine verschlüsselte und authentifizierte Schnittstelle erreichbar wird. Alle RCE-Instanzen können sich mit diesem Server als Clients verbinden und ihre eigenen Software-Tools veröffentlichen. Damit werden die Tools für alle Clients im Netzwerk zugänglich und können in Workflows verwendet werden. Der Relay koordiniert dabei die Kommunikation zwischen den verschiedenen Clients. Diese Verbindungen zwischen RCE-Clients und dem Relay werden „Uplink Connections“ genannt. Diese bauen technisch auf dem SSH-Protokoll auf, was eine bewährte Grundlage für sichere Kommunikation darstellt.

Mit diesem neuen Konzept können die Projektpartner eine Plattform betreiben, auf die alle Beteiligten Zugriff haben, über diese Tools bereitstellen und gegenseitig Daten austauschen. Abbildung 8 zeigt exemplarisch die Struktur eines über einen Relay-Server kommunizierenden Netzwerks und verschiedene mögliche Zugriffskonzepte.

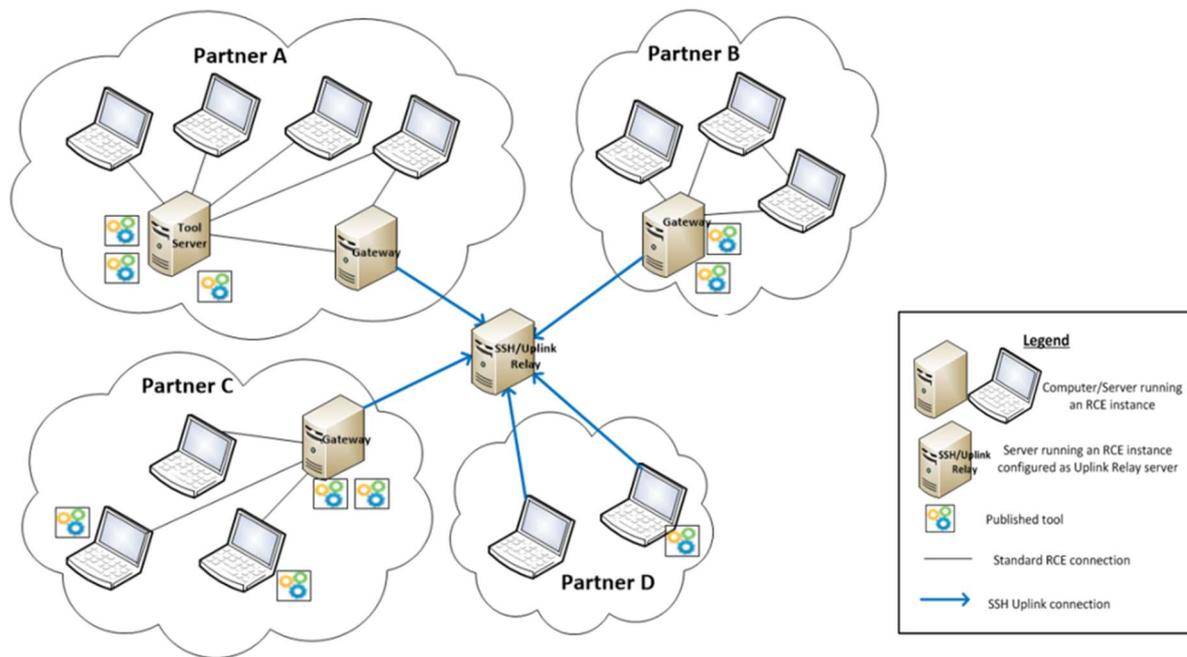


Abbildung 8: RCE Uplink Netzwerk und Zugriffskonzepte

Zu Beginn des Projekts wurde ein eintägiger RCE-Workshop durchgeführt, um den Projektpartnern den Einstieg in die Nutzung der Integrationsplattform zu erleichtern.

Des Weiteren wurden die verschiedenen Möglichkeiten, RCE über die Netzwerkschnittstelle kollaborativ im Projekt zu nutzen, erörtert. Um den Uplink-Relay von allen Projektpartnern aus zugänglich zu machen, musste dieser entweder auf einem externen Server oder in der sogenannten DMZ („Demilitarized Zone“) eines Projektpartners installiert werden. Im Laufe des Projekts fiel die Entscheidung auf eine Installation in der DMZ des DLR.

Ab Mai 2021 wurde eine Uplink-Relay-Instanz durch SC dem Projekt zur Nutzung bereitgestellt. Hierfür war u.a. eine gesonderte Genehmigung durch die zentrale DLR-IT erforderlich, wofür Sicherheits- und Betriebskonzepte erarbeitet wurden. Die technische Einrichtung sowie die laufende Administration wurden ebenfalls von SC übernommen.

Über die gesamte Projektlaufzeit hinweg wurden die Projektpartner außerdem bei der Integration institutseigener Tools in RCE, dem Aufbau der RCE-Infrastruktur, der Konfiguration der Instanzen und dem Aufbau institutsübergreifender Workflows beraten und unterstützt.

3.2 WEITERENTWICKLUNG ÜBERTRAGUNGSNETZMODELL (IFK)

Das Übertragungsnetzmodell wurde im Rahmen des Projekts weiterentwickelt, um eine gemeinsame konsistente Datengrundlage für das ESOM und für die Übertragungsnetzmodellierung zu erreichen. Die Weiterentwicklung betrifft sowohl die umfassende Aktualisierung der Datengrundlage als auch ihre Verarbeitung für die Kopplung mit dem ESOM. Die konkreten Ziele der Weiterentwicklungen waren die Georeferenzierung der Umspannwerke des Netzmodells, die Verbesserung der technologischen Zuordnung der Kraftwerke und die Implementierung von Maßnahmen im Netzmodell, welche die Konvergenz der Lastflussberechnung positiv beeinflussen.

3.2.1 DATENGRUNDLAGE

Das verwendete Modell basiert auf dem Referenz-Netzmodell (ENTSO-E 2020a), das als Input für die Erstellung des TYNDP 2020 benutzt wurde. Der Inhalt des Modells für Deutschland ist die Netztopologie des deutschen Netzes (Abbildung 3), sowie die elektrische Anbindung der Erzeuger und Lasten. Das Netzmodell enthält u. a. 1591 Leitungen, 193 Transformatoren, 1439 Lasten und 4668 Erzeugungseinheiten verteilt auf 2133 Knoten, die in 691 Umspannwerksstandorte gruppiert sind. Weiterhin beinhaltet das Modell Informationen über die Nennleistung und teilweise über die technologische Zuordnung der Erzeugungseinheiten. Die technologische Zuordnung der Erzeugungseinheiten ist in der folgenden Tabelle dargestellt. Um die Datenqualität bzgl. der technologischen Zuordnung zu beurteilen, wurden die summarischen Werte des Netzdatensatzes mit dem in (ENTSO-E 2020b) verfügbaren Szenariodatenatz verglichen.

Tabelle 1: Technologiescharfe installierte Erzeugungsleistung im TYNDP 2020-Datensatz

Erzeugungstechnologie	Installierte Leistung in GW Szenario-Datensatz	Installierte Leistung in GW Netzmodell	Diskrepanz
Offshore Wind	10,8	10,8	
Onshore Wind	70,5	70,5	
Solar PV	73,3	73,3	
Laufwasser	4	4	
Pumpspeicher	11,15	11,2	
Konventionell	46,48	46,43	Keine Zuordnung der Energieträger im Netzmodell
• Braunkohle	• 9,4		
• Steinkohle	• 13,65		
• Gas	• 22,36		
• Öl	• 1,06		
Sonstige	21,3	66,9	HGÜs im Netzmodell als jeweils zwei Erzeuger modelliert
• Erneuerbare	• 7,94		
• Nicht erneuerbare	• 13,38		

Für die konventionellen Erzeugungseinheiten gibt es im Netzmodell keine Zuordnung zu Energieträgern. Eine große Diskrepanz der installierten Leistung zwischen dem Szenariodatenatz und dem Netzmodell ist nur bei der Kategorie „Sonstige Erzeugungstechnologien“ vorhanden. Das

liegt daran, dass im Netzmodell zusätzlich eine innerdeutsche DC-Leitung mit einer Übertragungskapazität von 2 GW und 22 Offshore-Anbindungen mit einer durchschnittlichen Übertragungskapazität von 945 MW integriert sind, die jeweils mit der doppelten Leistung eingehen.

3.2.2 ANPASSUNG DER TOPOLOGIE DES DATENSATZES

Berücksichtigung der geplanten Netzausbaumaßnahmen

Die TYNDP-Netzdatensätze berücksichtigen die Ausbauprojekte, deren Fertigstellung bis zum Jahr 2025 zum Zeitpunkt der Erstellung des jeweiligen Datensatzes als hinreichend sicher eingeschätzt wurde. Abbildung 9 vergleicht zum einen die summarischen Übertragungskapazitäten aus dem Ausland in den Netzmodellen aus TYNDP 2018 und TYNDP 2020. Außerdem ist in der Grafik die Übertragungskapazität der innerdeutschen HGÜs dargestellt. Lediglich die Übertragungskapazität zu Dänemark West hat sich im TYNDP 2020 von 3 GW auf 3,5 GW erhöht. Projektverzögerungen führten dazu, dass manche Projekte im TYNDP 2018 und nicht im TYNDP 2020 beinhaltet sind. Dies führt für die meisten restlichen Verbindungen im Netzmodell zu einer verminderten Übertragungskapazität. Im Netzdatensatz vom TYNDP 2018 sind fünf innerdeutsche HGÜs vorhanden, während im TYNDP 2020-Datensatz lediglich eine vorhanden ist. Dies führt zu einer Verminderung der innerdeutschen Übertragungsleistung um 8 GW. Da nur das Fertigstellungsdatum der Projekte verschoben wurde, erfolgte eine Anpassung der Topologie des TYNDP 2020-Datensatzes, um die fehlenden Projekte zu berücksichtigen.

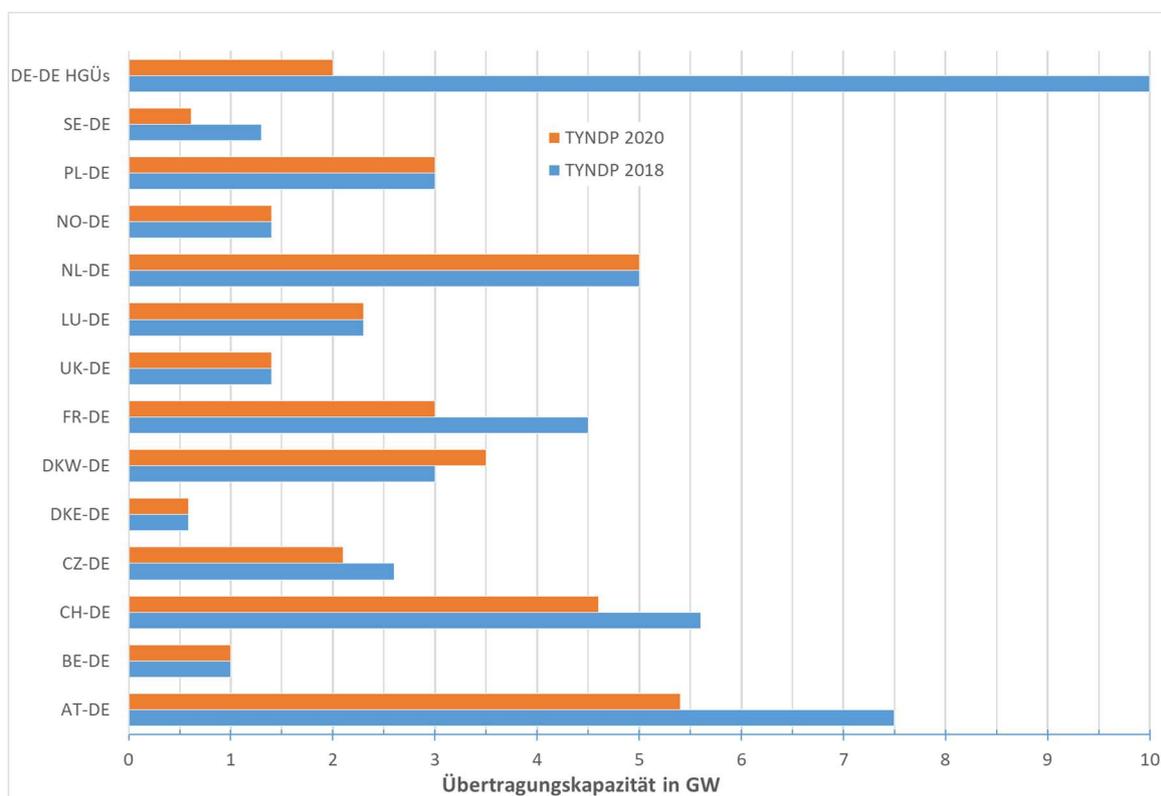


Abbildung 9: Vergleich der Übertragungskapazitäten TYNDP 2020 vs. TYNDP 2018

Anpassung der Betriebsmittel zur Verbesserung des Konvergenzverhaltens

Um die Konvergenzeigenschaften der Lastflussberechnung für Zukunftsszenarien zu verbessern, wurden die Betriebsmittel im Netzmodell angepasst. Alle Anpassungen haben das Ziel, zu gewährleisten, dass die Spannungen auch für Zukunftsszenarien im zulässigen Bereich gehalten werden können, und sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 2: Betriebsmittelanpassung im TYNDP 2020 Netzmodell

Betriebsmittel	Im TYNDP 2020 Netzmodell	Im angepassten Modell
2W-Transformatoren	66, 24 davon schaltbar	66, 26 davon schaltbar
3W-Transformatoren	127, 42 davon schaltbar	127, 71 davon schaltbar
Shunts	110, keine davon schaltbar	110, alle schaltbar
Stationsspannungsregler ³	62	137

Die Anpassungen können in zwei Maßnahmenkategorien unterteilt werden. Die erste Kategorie umfasst die Ergänzung von schon vorhandenen Transformatoren und Shunts um die Möglichkeit der Umschaltung (Stufung), um die vorgegebenen Spannungsbänder einzuhalten. Die zweite ist die gemeinsame Regelung der Blindleistungsbereitstellung von mehreren Erzeugern, um die Spannung an einem Knoten im zulässigen Band zu halten. Dies geschieht über die sogenannten Stationsspannungsregler³.

3.2.3 GEOREFERENZIERUNG DER STANDORTE UND VERBESSERUNG DER TECHNOLOGISCHEN ZUORDNUNG DER ERZEUGER

Der vorliegende Datensatz enthält zum einen keine Auskunft über die geografischen Lokationen der Umspannwerke, zum anderen sind die Informationen der Zuordnung der Erzeugungseinheiten zu einer Technologie und zu einem Energieträger nicht vollständig. Deswegen wurde ein Verfahren entwickelt, das diese Informationslücken kompensiert.

Semantik der Standortinformationen

Für das Verständnis des Verfahrens ist eine kleine Übersicht über die semantische Gestaltung der Standortinformationen im Datensatz notwendig. Abbildung 10 zeigt die Gestaltung der Informationen an zwei exemplarischen Standorten S_i und S_j . Der Standort S_i beinhaltet eine Erzeugungseinheit G_{i_g} , einen Transformator T_{i_t} und ist mit mehreren Leitungen $L_{i..}$ mit anderen Standorten verbunden. Der Standort S_j enthält die Last D_{j_d} und ist ebenfalls über mehrere Leitungen mit anderen Standorten verbunden.

³ Stationsspannungsregler dienen dazu, die Spannung an einem Knoten zu regeln. Dabei wird die Blindleistung auf mehrere Erzeugungseinheiten verteilt. Ein Stationsspannungsregler existiert nicht in der Realität, sondern ersetzt im Modell mehrere parallele Spannungsregler verschiedener Erzeugungseinheiten, ohne den Blindleistungsbeitrag dieser verschiedenen Erzeugungseinheiten wesentlich zu verändern. Da mehrere parallele Spannungsregler, welche gleichzeitig die Spannung des gleichen Knoten (oder elektrisch sehr naher Knoten) regeln, die Konvergenz der Lastflussberechnung negativ beeinflussen, wird über diesen Modellansatz das Konvergenzverhalten verbessert.

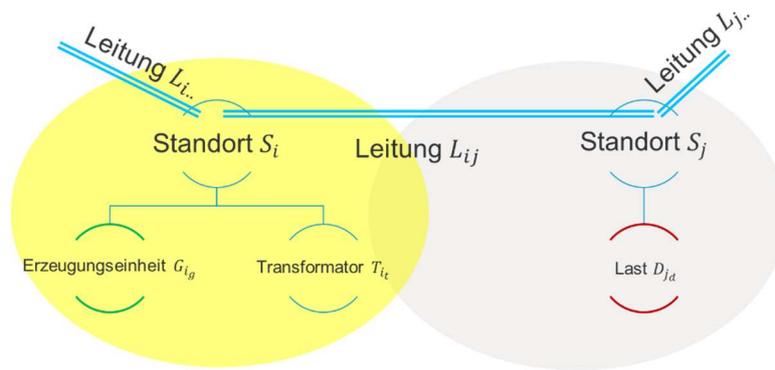


Abbildung 10: Semantik der Standortinformationen im TYNDP 2020-Datensatz

Jede Komponente beinhaltet mehrere Attribute, die anonymisierte und pseudonymisierte Bezeichnungen beinhalten. Die Qualität und der Informationsgehalt der Komponentenbezeichnungen sind sehr heterogen. Der Großteil der Komponentenbezeichnungen ist im Originalzustand nicht verwendbar, weshalb sie durch ein mehrstufiges Verfahren verarbeitet wurden. Davor werden die Daten in einer Vorverarbeitung von überflüssigen Informationen bereinigt. Außerdem werden Informationen über Standorte, die in unterlagerten Komponenten enthalten sind, auf Standortebene aggregiert. Das anschließende mehrstufige Zuordnungsverfahren besteht aus vier wesentlichen Schritten und ist in Abbildung 11 dargestellt. Im ersten Schritt wird die Verständlichkeit der zum Teil kryptischen Standortinformationen erhöht. Im zweiten Schritt werden Erzeugungseinheiten basierend auf frei verfügbare Quellen soweit möglich einem Standort zugeordnet. Anschließend werden die Standorte georeferenziert. Im letzten Schritt werden die Ergebnisse der Georeferenzierung basierend auf der Topologie des Netzes plausibilisiert und ergänzt. Eine wissenschaftliche Veröffentlichung mit weiteren Details des Zuordnungsverfahrens ist in Vorbereitung (Alaya & Lens 2022).

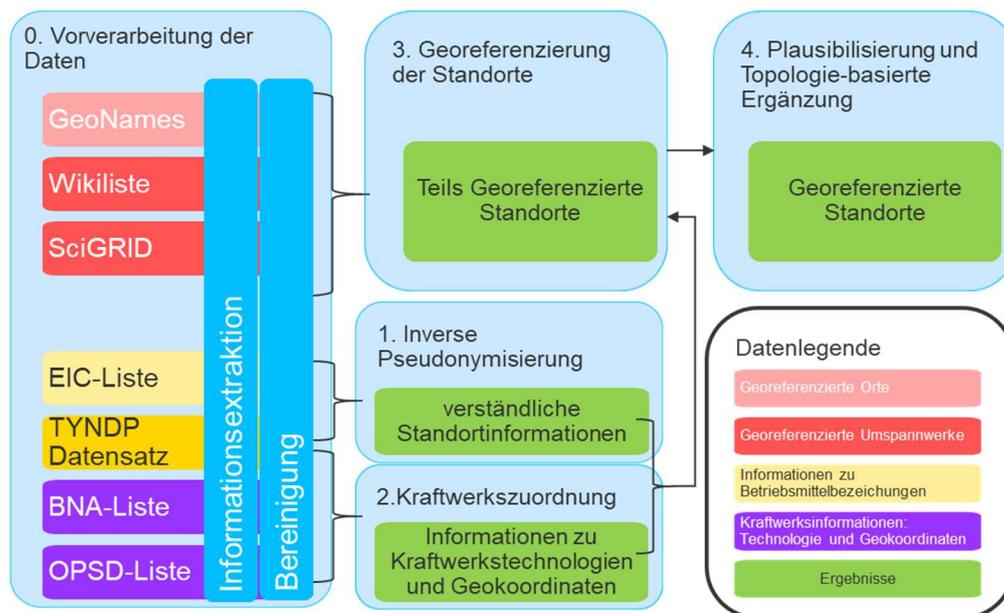


Abbildung 11: Verfahren zur Georeferenzierung der Standorte

Schritt 1 – Inverse Pseudonymisierung der Standortinformationen

Bei diesem Schritt werden die pseudonymisierten Bezeichnungen des TYNDP-Datensatzes zu verständlichen Standortinformationen umgewandelt. Hierfür wurde ein zweistufiges Verfahren (entsprechend Abbildung 12) entwickelt.

Nach einer Vorverarbeitung der Daten **pro Datensatz** werden in einem ersten Schritt die Komponenten „Standorte“, „Transformatoren“ und „Leitungen“ aus dem TYNDP-Datensatz zu Komponenten aus den Energy Identification Codes (EIC) (ENTSO-E 2022) zugeordnet. Hierfür wurde das Python-basierte Tool „Record Linkage“ (De Bruin 2019) verwendet. Das Tool beinhaltet mehrere Metriken, die für Textvergleiche geeignet sind. Keine der Metriken ist jedoch gut geeignet für den vorliegenden Anwendungsfall von pseudonymisierten Bezeichnungen. Deswegen wurde hierfür eine spezielle Textvergleichsmetrik entwickelt und werden die Bezeichnungen der Betriebsmittel (Leitungen und Transformatoren) abgeglichen. Die Kombination der verschiedenen Metriken ist abhängig vom Komponententyp. So werden beispielsweise bei der Bewertung der Zuordnung der Leitungen auch die Verbindungsknoten berücksichtigt.

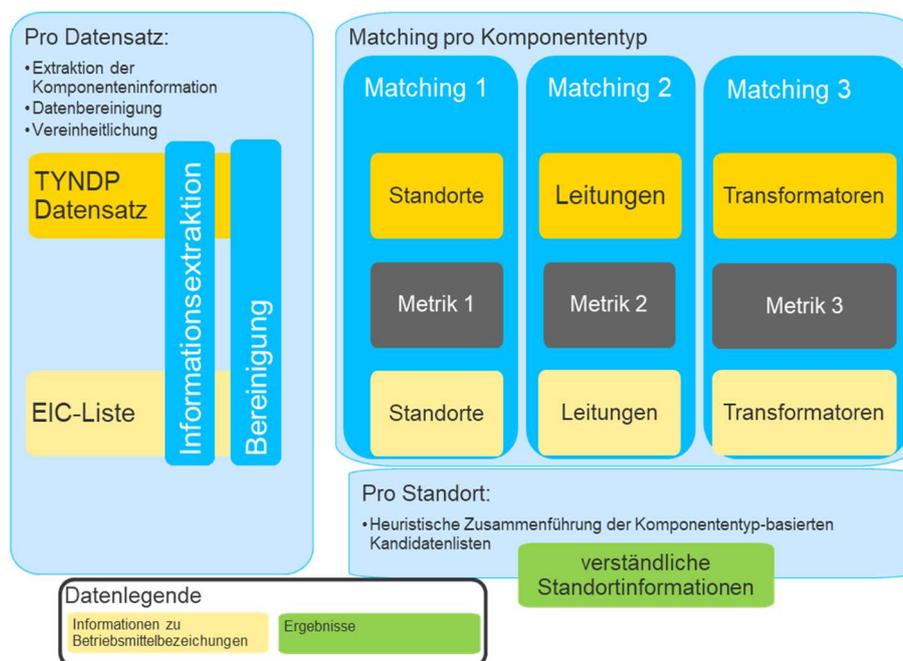


Abbildung 12: Verfahren zur Inversen Pseudonymisierung

Am Ende der ersten Verfahrensstufe stehen mögliche Zuordnungslisten mit einer passenden skalaren Bewertung der Güte der jeweiligen Zuordnung **pro Komponententyp** zur Verfügung. In der zweiten Stufe des Verfahrens werden die Kandidatenlisten **pro Standort** heuristisch aggregiert.

Schritt 2 – Zuordnung der Kraftwerke

In diesem Schritt werden Kraftwerke aus dem TYNDP-Datensatz den Kraftwerken der Datenbanken (BNA 2021) und (OPSD 2022) zugeordnet. Die Kraftwerke des originalen Datensatzes haben teilweise Informationen von der Bundesnetzagentur oder ÜNB-Identifikationsnummern (IDs). Da die Informationen zu den Kraftwerken sowohl für die Georeferenzierung als auch für die Zuordnung der Erzeugungstechnologie und Energieträger verwendet wurden, erfolgte ausschließlich die Nutzung dieser IDs für eine exakte Zuordnung. So werden Fehler bei der technologischen Zuordnung vermieden.

Außerdem wurde heuristisch, basierend auf Pseudonamen in der Kraftwerksbezeichnung im TYNDP-Datensatz, die technologische Zuordnung von weiteren Kraftwerken vorgenommen. Als Ergebnis wurde die Datengrundlage für REMix in Bezug auf die technologische Zuordnung entsprechend Tabelle 1 verbessert. Von den 67,6 GW, die entweder zu sonstigen Erzeugungstechnologien oder zu keinem Energieträger zugeordnet waren, sind nach diesem Schritt nur noch 17,2 GW nicht zugeordnet. Die restliche Erzeugungsleistungen wurden händisch zu Erzeugungstechnologien und Energieträgern zugeordnet, um den aggregierten TYNDP-Szenariodaten zu entsprechen.

Schritt 3 und 4 – Georeferenzierung der Umspannwerkstandorte und Plausibilisierung

Die Georeferenzierung der Umspannwerke basiert auf den Ergebnissen der letzten zwei Arbeitsschritte. Zunächst werden die verständlichen Standortinformationen aus der inversen Pseudonymisierung mit Standortnamen aus dem SciGRID-Netzmodell (Matke et al. 2016), aus der Umspannwerkliste in Wikipedia (Wikipedia 2022) und anschließend aus einer Liste von georeferenzierten deutschen Orten (GeoNames 2022) ergänzt. Im zweiten Schritt werden diese Ergebnisse mit den Geokoordinaten der Kraftwerke heuristisch aggregiert. Abschließend werden die Ergebnisse der Georeferenzierung Topologie-basierend plausibilisiert und ergänzt. Als Ergebnis ergibt sich die georeferenzierte Netztopologie des deutschen Übertragungsnetzes, die in Abbildung 13 dargestellt ist. Mit ihr steht die Datengrundlage für die Kopplung mit ESOM zur Verfügung.



Abbildung 13: Modell des deutschen Übertragungsnetzes nach der Georeferenzierung der Standorte. Die eingezeichneten Leitungen entsprechen nicht den tatsächlichen Trassenverläufen, da diese für die Leistungsflussberechnung irrelevant sind.

3.3 ENERGIESYSTEM-OPTIMIERUNGSMODELL REMIX (DLR)

3.3.1 MODELLIERUNGSFRAMEWORK UND PARAMETERSETS

Bei REMix handelt es sich genau genommen um ein sogenanntes Framework zur Erstellung von ESOM-Instanzen (siehe Abbildung 14). REMix stellt dabei die grundlegenden Funktionalitäten der linearen Kostenminimierung von zukünftigen Energiesystemen bereit, die durch die Auswahl von Modulen sowie sektor- und technologiespezifische Optimierungsaufgaben zu Instanzen konfiguriert werden können. Diese sind an konkrete Fragestellungen angepasst und können entsprechend parametrisiert werden.

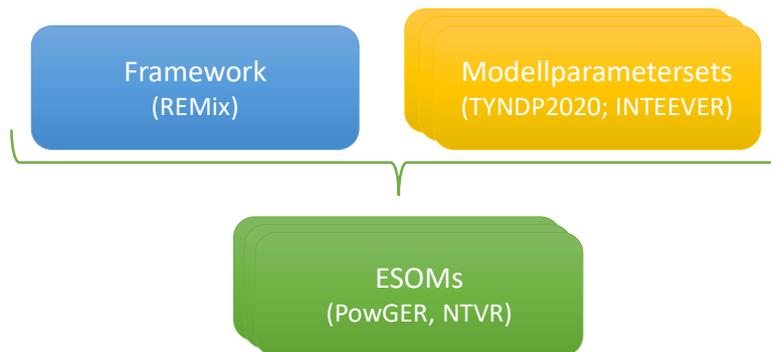


Abbildung 14: Zusammenhang Modellierungs-Framework, Parametrierung und Energiesystem-Optimierungsmodell-Instanzen

Im Projekt wurden für die Berechnung kostenoptimaler Versorgungsstrukturen zwei unterschiedliche ESOM-Instanzen (Tabelle 3) (weiter)entwickelt und eingesetzt: Zum einen ein auf dem Vorgängerprojekt basierendes ESOM des europäischen Energiesystems („NTVR“), sowie zum anderen eine räumlich hoch aufgelöste Version des deutschen Stromsystems („PowGER“).

Tabelle 3: Gegenüberstellung der ESOMs NTVR und PowGER

Name	NTVR	PowGER
Räumliche Abdeckung / Auflösung	ENTSO-E-Mitgliedsstaaten (ohne Türkei, Ukraine, Island) / 1 Modellknoten pro Land	Deutschland und direkte Nachbarn / Maximale Auflösung: 1 Modellknoten pro Umspannwerksstandort in Deutschland bzw. 1 Modellknoten pro Nachbarland
Szenario / Zeithorizont	100% erneuerbare Strombereitstellung	Adaptive Interpolation entsprechend NTVR ausgehend vom Szenario 2025 aus TYNDP 2020 (ENTSO-E 2020b)
Sektorale Abdeckung	Strom- und Wärmesektor, Individualverkehr	Strom
Genutztes Modellierungs-Framework	REMIX-OptiMo	REMIX-MISO

Für den europäischen Fokus durchgeführte Weiterentwicklungen verfolgen zwei wesentliche Ziele: 1.) die Implementierung der erforderlichen Anpassungen für eine Modellharmonisierung und -kopplung mit dem Strommarktmodell AMIRIS, sowie 2.) die Untersuchung von strategischen Restriktionen hinsichtlich einer 100% erneuerbaren, europäischen Stromversorgung. Das deutsche Stromsystemmodell „PowGER“ stellt dabei die Schnittstelle zu den netzbezogenen Modell-

kopplungen dar. Während der Projektlaufzeit wurde eine vollständige OpenSource-Neuimplementierung des REMix-Frameworks hin zu einem deutlich generischeren Modellierungsansatz umgesetzt, der das Erstellen räumlich hochaufgelöster, sektoren-gekoppelter ESOMs unter Berücksichtigung von Multi-Input-Multi-Output-Prozessen erleichtert. Das ESOM PowGER basiert auf diesem neuen REMix-Framework namens REMix-MISO, während das ESOM NTVR aus Konsistenzgründen auf dem im Vorgängerprojekt eingesetzten Framework REMix-OptiMo basiert.

Das NTVR-Modell: Die Vorgehensweise zur Szenarioanalyse ist in Abbildung 15 skizziert. Um den Einfluss verschiedener strategischer Politikziele auf die Infrastruktur des Energiesystems in Europa und den Maghreb-Staaten (EUMA) zu untersuchen, werden drei Restriktionen genutzt: 1) Gesicherte Leistung, 2) Diversität und 3) Eigenversorgung. Zur Berechnung der gesicherten Leistung sind den verfügbaren Kraftwerkstechnologien Faktoren für ihre Verfügbarkeit zugewiesen, mit dem Ziel, dass jedes Land einen gewissen Anteil seiner Spitzenlast damit decken kann. Für den Diversitätsaspekt ist eine Restriktion implementiert, die den Anteil von Technologiegruppen an den insgesamt verfügbaren Kapazitäten beschränkt (Sasanpour et al. 2021). Die Eigenversorgungsrestriktion stellt sicher, dass ein Anteil oder der gesamte Energiebedarf bilanziell über das Jahr hinweg inländisch erzeugt wird, während der punktuelle Stromaustausch mit Nachbarländern weiterhin stattfinden kann. Zusätzlich ist es möglich, die Eigenversorgung sowohl stromseitig als auch für den zur Rückverstromung vorgesehenen Wasserstoff getrennt zu betrachten (Sasanpour & Cao 2021).

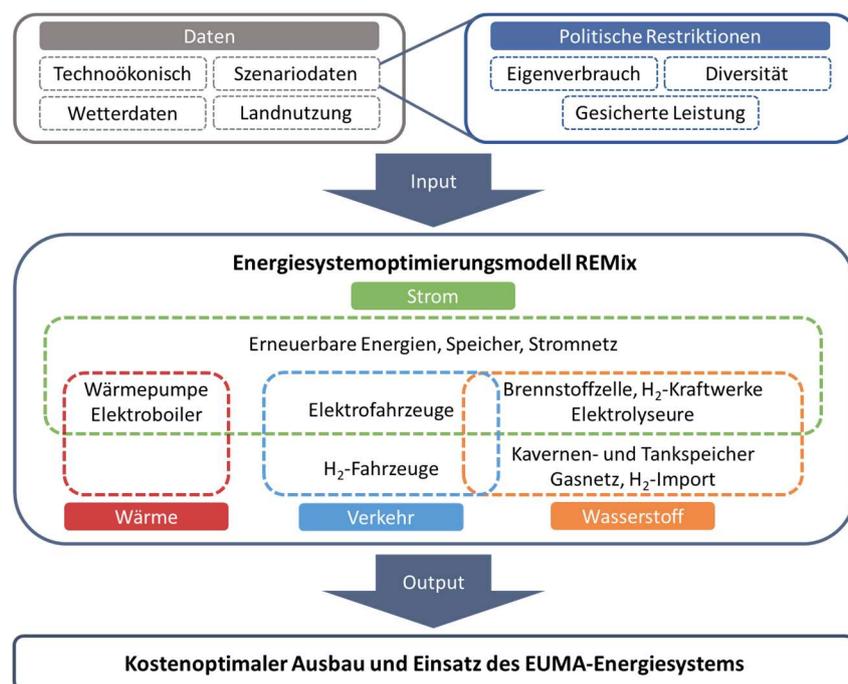


Abbildung 15: Darstellung der Methode zur Szenarioanalyse mit REMix

Neben dem vollständigen Verzicht auf fossile Brennstoffe bis zum Jahr 2050 sind im NTVR im Vergleich zum im Vorgängerprojekt genutzten ESOM die Daten für den Wasserstoffsektor sowie die Liste der Länder, die offen für die Nutzung von Atomkraft sind, vollständig überarbeitet. Eine detaillierte Beschreibung des NTVR-Modells und der damit durchgeführten Szenarioanalysen auf europäischer Ebene findet sich in den Publikationen (Sasanpour et al. 2021) und (Sasanpour & Cao 2021).

Das NTVR-Modell stellt auch die Grundlage für die Kopplung von REMix mit AMIRIS dar. Ausgangspunkt hierfür ist ein vollständiger Abgleich der jeweils verwendeten Modelleingangsdaten für die Durchführung einer Modellharmonisierung. Diese stellt insbesondere bei Berücksichtigung von Energiespeichern eine Herausforderung dar. Beispielsweise werden in AMIRIS die Lade- und Entladekapazitäten der Speicher chemisch bzw. potentiell angegeben, weshalb für die Modellharmonisierung in NTVR eine Anpassung von Nebenbedingungen im ESOM von elektrisch auf chemisch/potentiell notwendig ist. Eine weitere Maßnahme für die Modellharmonisierung stellt die Differenzierung zwischen zentralen und dezentralen PV-Anlagen dar. Weiterführende Details zu den durchgeführten Maßnahmen zur Modellkopplung von REMix und AMIRIS sind in (Sarfarazi et al. 2022) beschrieben.

Das PowGER-Modell löst im Gegensatz zum NTVR-Modell Deutschland räumlich in 615 Regionen auf. Diese Regionen basieren auf dem Datensatz des Übertragungsnetzes, für welchen mit dem in Kapitel 3.2 beschriebenen Verfahren die Standorte von Umspannwerken ermittelt wurden. Jede Region innerhalb von PowGER entspricht daher einer so genannten Station ID, wobei folgende weitere Vereinfachungen vorgenommen wurden:

- 1) Jedes Umspannwerk, gekennzeichnet durch eine Station ID, wird zusätzlich über eine Standort ID gekennzeichnet (es ist möglich, dass mehrere Station IDs einer Standort ID zugeordnet sind).
- 2) Standorte in direkter Nachbarschaft (Entfernung <10km) werden zusammengelegt und erhalten eine gemeinsame Standort ID.
- 3) Die Standort IDs werden als Knoten des PowGER zu Grunde liegenden Netzmodells genutzt. Als Netzkanten werden die Übertragungsleitungen genutzt, welche gekennzeichnet durch die Relation Bus ID – Station ID – Standort ID einem Start und einem Endknoten zugeordnet werden können. Kanten mit gleichem Start- und Endknoten werden ignoriert.

Das so vereinfachte Netzmodell (Abbildung 16) bildet die Grundlage für die Zuordnung von Lasten, Erzeugern und Stromerzeugungspotentialen aus erneuerbaren Energien. Letztere basieren auf Potentialanalysen mit historischen Wetterzeitreihen. Die flächenspezifischen Stromerzeugungszeitreihen und Ausbaugrenzen für Erzeugungskapazitäten werden hierfür ausgehend von $10 \times 10 \text{ km}^2$ -Pixeln zu Voronoi-Polygonen um die Netzknoten aggregiert. Stromerzeuger werden entsprechend ihrer Geokoordinaten direkt den Netzknoten zugeordnet, während Lasten ausgehend von nationalen Größen mit einer neu entwickelten Methodik räumlich disaggregiert werden (siehe Kapitel 3.3.2).

Für ein vereinfachtes Arbeiten – z.B. zum Testen von Modelländerungen – liegt PowGER in unterschiedlichen räumlichen Auflösungen von initial $n = \{1, 2, 5, 44, 84, 134, 234, 488, 615\}$ Netzknoten bzw. aggregierten Regionen vor. Zur Bestimmung der hierfür zu aggregierenden Netzpartitionen wird ein einfacher Algorithmus zum Clustern von verbundenen Netzknoten genutzt (Agglomeratives Clustering). Als Clustering-Attribut für die Gruppierung von Netzknoten wird dabei die Impedanzmatrix des elektrischen Netzes genutzt. Durch Aktualisierung der Impedanzmatrix kann das Clustering der Netzknoten und damit die räumliche Aggregation von PowGER ebenfalls aktualisiert werden (z.B. durch ein iteratives Vorgehen: i) Lösen aggregierter PowGER-Instanzen mit Netzausbau, ii) Aktualisieren der Impedanzmatrix und iii) Aktualisieren der Aggregation).

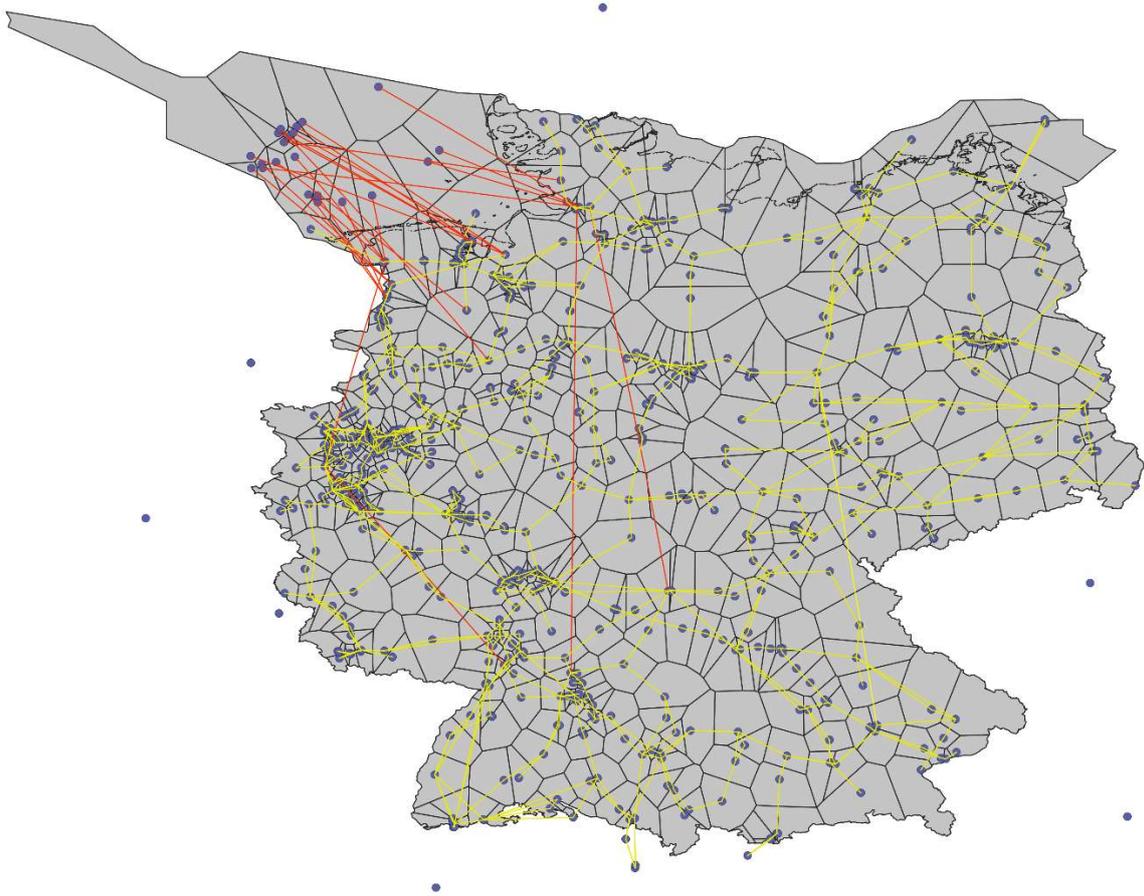


Abbildung 16: Darstellung des in PowGER modellierten Netzes mit Standorten von Umspannwerken (blaue Punkte), Hochspannungsdrehstromübertragungsleitungen (gelb) und Hochspannungsgleichstromübertragungsleitungen (rot), sowie davon abgeleiteten Polygonflächen

3.3.2 DISAGGREGATION VON LASTEN UND DIVERSIFIKATION VON LASTPROFILIEN

Die Disaggregation von Lasten und Diversifikation von Lastprofilen stellt eine qualitative Verbesserung der Datenbasis des PowGER-Modells dar, da hierfür pro Netzknoten regionenspezifische Lastzeitreihen benötigt werden, um u.a. regional unterschiedliche Wirtschafts- und Bevölkerungsstrukturen in der Energiesystemoptimierung zu berücksichtigen. Ein solches Vorgehen scheitert häufig an lückenhaft verfügbaren Daten: historische Lastzeitreihen liegen in der Regel nur räumlich aggregiert (und nicht pro Umspannwerkstandort) vor, während insbesondere Energieverbrauchsdaten aus Szenariostudien lediglich den nationalen Jahresstromverbrauch angeben. Weitere Herausforderungen bestehen darin, dass für eine modellbasierte Generierung synthetischer Lastprofile in der Regel sektoral aufgelöste Lastprofile genutzt werden müssen. Die hierfür häufig verwendeten Standardlastprofile sind allerdings nur begrenzt repräsentativ.

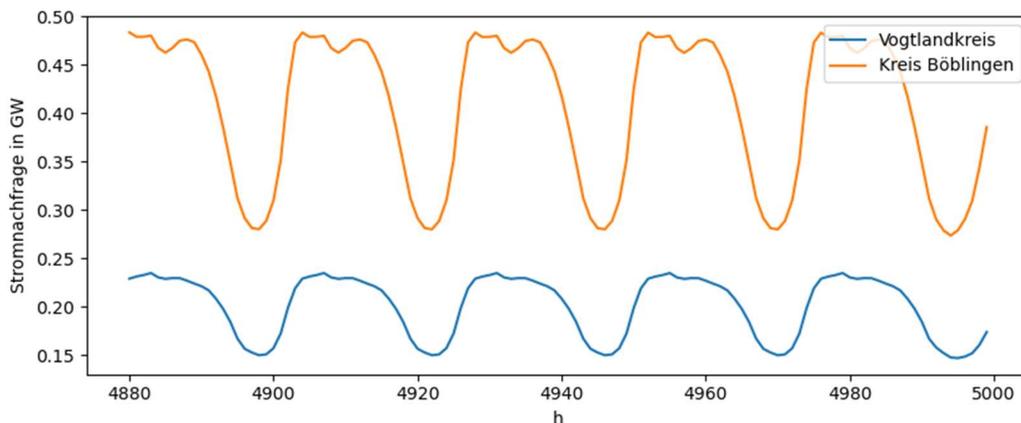


Abbildung 17: Mit EuroDemand generierte stündliche Lastprofile zweier beispielhaft gewählter Landkreise mit unterschiedlich stark ausgeprägter Wirtschaftsstruktur

Ein im Projektkontext entwickeltes Softwaretool (Arbeitstitel EuroDemand) adressiert diese Herausforderungen. Es geht dabei über bestehende Arbeiten Dritter, wie z.B. DemandRegio (Gotzens et al. 2020), hinaus, indem es sich weitestgehend auf Datenquellen beschränkt, die flächendeckend für alle Länder der EU vorliegen, z.B. aus der europäischen Statistik von Eurostat (<https://ec.europa.eu/eurostat>). Grundidee hinter EuroDemand ist, statt einer reinen Disaggregation mittels fester Verteilfaktoren, die Formulierung eines Optimierungsproblems, mit dem Ziel, das nationale Lastprofil unter Kopplung unvollständiger Datensätze zu approximieren. Die räumlich (z.B. NUTS3-Regionen) und sektoral (z.B. Klassifikation der Produktionsbereiche) aufgelösten Summanden werden dabei unterteilt in bekannte Werte (fixierte Variablen), wie regionale Jahresenergieverbräuche und unbekannte Werte (Entscheidungsvariablen), wie Verteilfaktoren. Ergebnis von EuroDemand sind damit unter anderem die für PowGER benötigten Lastzeitreihen pro NUTS3-Region (beispielhaft in Abbildung 17 dargestellt), welche anteilig über eine räumliche Intersektion mit den Polygonflächen (siehe Abbildung 16) den jeweiligen Netzknoten zugeordnet werden können. Weitere Nebenprodukte sind beispielsweise synthetische Standardlastprofile für bestimmte Verbrauchergruppen.

3.3.3 BERÜCKSICHTIGUNG DES AUSFALLS UND NEUBAUS VON STROMÜBERTRAGUNGSLEITUNGEN

Im Vergleich zu dedizierten Softwaretools zur Netzplanung werden Stromnetze in REMix stark vereinfacht dargestellt. Hierzu zählt einerseits die lineare Approximation des nichtlinearen Zusammenhangs zwischen Leistungsbezug und -entnahme an den Netzknoten und den Leistungsflüssen entlang der Kanten des Netzes über den sogenannten DC-Power-Flow-Ansatz (Cao et al. 2021b). Andererseits haben Änderungen in der Netztopologie durch den Ausfall oder Neubau von Leitungen im i.d.R. gewählten Zielplanungsansatz (d.h. ein Jahr eines normativen Szenarios wird modelliert) keine Auswirkung. In der Konsequenz wird also von einer statischen Netztopologie ausgegangen, welche eine hundertprozentige Verfügbarkeit der Stromübertragungsstrassen unterstellt und der modellendogene Netzausbau beseitigt lediglich Übertragungsengpässe über eine Erhöhung der Transportkapazität. Diese Annahmen vernachlässigen, dass sowohl Leitungsausfall als auch Netzausbau einen Einfluss auf die Verteilung der Leistungsflüsse in Drehstromnetzen und damit letztlich auf die Verfügbarkeit von verbraucherfern erzeugtem Strom haben. Die im Folgenden beschriebenen Modellerweiterungen adressieren diese Vereinfachungen.

Je nach Situation besteht beim Ausfall einer Stromübertragungsleitung in einem vermaschten Netz die Möglichkeit, dass die Versorgung bestimmter Netzknoten eingeschränkt wird oder weiterhin aufrechterhalten werden kann. Inwiefern eine Einschränkung eintritt ist davon abhängig, ob innerhalb des um die ausgefallene Leitung reduzierten Netzes Übertragungsengpässe auftreten. Eine Methode dies abzuschätzen ist die Bestimmung sogenannter Line Outage Distribution Factors (LODFs), die genutzt werden können, um die Leistungsflüsse nach einem Ausfall auf Basis der Leitungsreaktanzen x bzw. Werte der Knoten-Reaktanzmatrix X zu berechnen. Es handelt sich um eine Abschätzung, da die Anwendung von LODFs zum einen eine Linearisierung darstellt und zum anderen angenommen wird, dass die Leitungen verlustfrei sind.

$$\text{Line Outage Distribution Factors} \quad LODF_{ij,nm} = \frac{\Delta f_{ij}}{f_{nm}^0} = \frac{X_{in} - X_{im} - X_{jn} + X_{jm}}{x_{ij} \left(1 - \frac{X_{nn} + X_{mm} - 2X_{nm}}{x_{nm}}\right)} \quad (1)$$

$$\text{Flüsse nach Leitungsausfall} \quad f_{ij}^C = f_{ij}^0 + LODF_{ij,nm} f_{nm}^0 \quad (2)$$

Dabei stehen f_{ij}^0 und f_{nm}^0 für die Leistungsflüsse über die Verbindungen ij und nm vor einem Ausfall der Leitung nm und f_{ij}^C für die Leistungsflüsse über die Leitung ij danach. Dabei wird angenommen, dass sich außer dem Leitungsausfall im System (restliche Topologie und Netznutzungsfall) nichts ändert.

Mit Hilfe dieser Information lassen sich potentielle Engpässe innerhalb des Netzes bestimmen, indem geprüft wird, inwieweit Übertragungskapazitäten nach einem Leitungsausfall beschränkend wirken. Die entsprechenden Übertragungsleitungen können folglich als „kritisch“ gekennzeichnet und in der Anwendung von REMix gesondert bei der Ausbauplanung berücksichtigt bzw. bei Nutzung eines räumlich aggregierten Modells beim Clustering des Netzes konserviert werden.

Zur Berücksichtigung von Leitungsneubau werden Änderungen der Randbedingungen zur Bestimmung der Leistungsflüsse P_{ij}^k anhand der Leitungs-Blindleitwerte B_{ij} und Spannungswinkeldifferenzen $(\delta_i - \delta_j)$ notwendig:

$$\text{Angepasste Randbedingung zur Bestimmung der Leistungsflüsse abhängig von Spannungswinkeln} \quad P_{ij}^k(t) - B_{ij}(\delta_i - \delta_j) \leq (1 - \alpha_{ij}^k)M \quad \forall ij, k \quad (3)$$

$$P_{ij}^k(t) - B_{ij}(\delta_i - \delta_j) \geq -(1 - \alpha_{ij}^k)M \quad \forall ij, k \quad (4)$$

Somit können k Kandidaten für einen Leitungsneubau definiert werden, wobei die binäre Entscheidungsvariable α_{ij}^k angibt, ob dieser einen günstigen Effekt auf die Zielfunktion – im Falle von REMix, auf die Minimierung der Gesamtsystemkosten – hat. Durch Einführung und Wahl eines verhältnismäßig großen Zahlenwertes für den Faktor M kann ein lineares Optimierungsproblem, allerdings mit gemischt-ganzzahligen Variablen, formuliert und gelöst werden.

Abschließend lässt sich mit Hilfe der beschriebenen Modellerweiterungen ein sogenanntes „Security-Constrained Transmission Expansion Planning“-Problem formulieren. Hierbei wird die Variable α_{ij}^k durch z_{ij}^k ersetzt,

$$z_{ij}^k = \begin{cases} \mathbf{L} & \text{existierende, kritische Leitungen} \\ \alpha_{ij}^k \mathbf{L} & \text{kritische Neubau-Leitungen} \end{cases} \quad (5)$$

wobei basierend auf – mittels LODF identifizierten – kritischen Leitungen eine Matrix \mathbf{L} bestimmt wird.

$$\mathbf{L} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & \dots & 1 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 1 & 1 & \dots & 0 \end{bmatrix} \quad (6)$$

Hier zeigen Nulleinträge in den Spalten jeweils das Nichtvorhandensein einer Leitung an, wodurch eine gültige Lösung des Optimierungsproblems, selbst bei Ausfall dieser kritischen Leitungen gewährleistet wird. Die in INTEEVER II entwickelte Methode zur Berücksichtigung von Leitungsausfall und Netzausbau wurde als Modellerweiterung von REMix realisiert und steht für weitere Forschungsarbeiten zur Verfügung.

3.3.4 INTEGRATION VON REMIX IN RCE

Mit der Integration von REMix in RCE wird das Ziel verfolgt, unabhängig von tieferegreifenden REMix-Benutzerkenntnissen Modellläufe zu initiieren und im Anschluss direkten Zugriff auf Ergebnisdateien zu gewährleisten. Hierfür werden zwei wesentliche Funktionen von RCE genutzt:

1. Die Freigabe von REMix als integriertes Tool über die in Kapitel 3.1 beschriebene „Uplink“-Funktionalität von RCE.
2. Das Bereitstellen von RCE als Daemon⁴, welcher dauerhaft ohne explizites Starten der grafischen Benutzeroberfläche auf einem durchlaufenden Rechencluster erreichbar ist (siehe Abbildung 18).

Um Konformität mit der IT-Security Policy des DLR zu gewährleisten, wird ein spezieller Rechner mit spezifisch definierten Firewall-Regeln innerhalb der Demilitarisierten Zone als Uplink-Server genutzt. Auf diesem wird RCE ebenfalls als Daemon betrieben, um eine dauerhafte Verfügbarkeit des über den Uplink-Server hergestellten Netzwerks zu ermöglichen.

REMIX kann direkt auf einem Rechencluster ausgeführt werden. Hierzu läuft ein RCE-Daemon auf dem in Abbildung 18 dargestellten Dev02-Server. Dieser ist dauerhaft mit dem Uplink-Server verbunden, wobei das freigegebene RCE-Tool „REMIX-Slurm“ über den Aufruf eines Batch-Skripts eine Arbeitsversion von PowGER ausführt. D.h. das Ausführen von „REMIX-Slurm“ in RCE auf einem Client-PC bewirkt, dass auf dem Computing Cluster ein PowGER-Modelllauf mittels des Slurm Workload Managers in die Computing Queue submittiert und bei Verfügbarkeit der angefragten Rechnerressourcen auf den sogenannten Prod-Servern abgearbeitet wird.

⁴ In Multitasking-Computerbetriebssystemen ist ein Daemon ein Computerprogramm, das als Hintergrundprozess läuft und nicht unter der direkten Kontrolle eines interaktiven Benutzers steht.

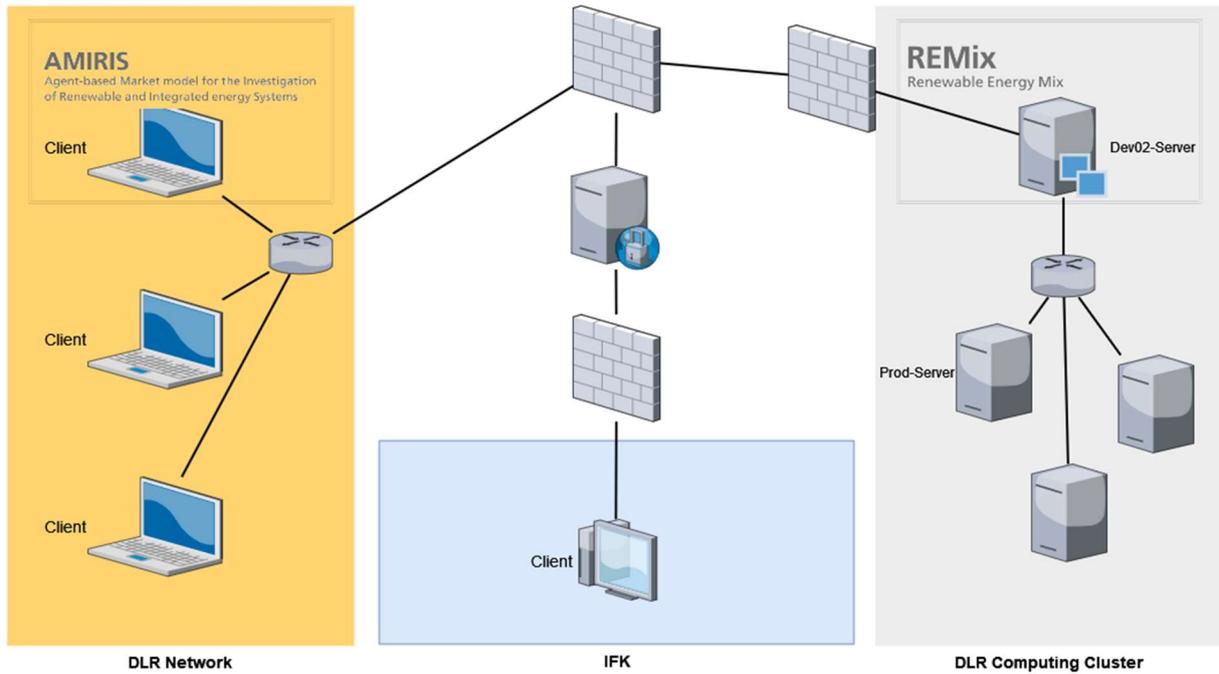


Abbildung 18: In RCE realisiertes Netzwerk zur Modellkopplung

Das entsprechende Batch-Skript „run_REMix-Slurm“ ist in Abbildung 19 dargestellt. Zusätzlich sind weitere Anpassungen für die Modellkopplung von NTVR und PowGER abgebildet, welche optional über das Skript „calc_newLowerBound“ realisiert werden.

Das Ziel dieser Modellkopplung ist es, das für einen kurzfristigen Planungshorizont (2025) parametrisierte Deutschland-Modell (PowGER) über einen in RCE vorgebbaren Parameter (α) mit Daten aus dem langfristig planenden Europa-Modell (NTVR) zu verknüpfen. Dies betrifft sowohl die mit dem benachbarten Ausland ausgetauschten Importe und Exporte $F_{annual_\alpha}(l_{GER2x})$ als auch die in Deutschland installierten Kapazitäten für Stromerzeugung und -speicherung $P_{total_\alpha}(\tau)$. Dabei werden jeweils nur Summen vorgegeben. D.h. die räumliche Verteilung der Kapazitäten ist in diesem Fall eine modellendogene Größe, genauso wie die zeitliche Verteilung importierter und exportierter Strommengen über das Jahr gesehen. Sofern mit PowGER eine Ausbauplanung für Strom-, Speicher- und Übertragungskapazitäten ausgeführt wird, gehen also folgende zusätzlichen Randbedingungen in das Modell ein:

Untere Ausbaugrenze

$$P_{total_\alpha}(\tau) \geq \sum_{n'} P_{cap_{0,PowGER}}(n', \tau) + \Delta P_{cap_\alpha}(\tau), \quad \forall \tau \quad (7)$$

mit:

$$\Delta P_{cap_\alpha}(\tau) = \alpha \cdot \left[P_{cap_{NTVR}}(n_{GER}, \tau) - \sum_{n'} P_{cap_{0,PowGER}}(n', \tau) \right]$$

Grenzkuppel-Flüsse

$$F_{annual_\alpha}(l_{GER2x}) = \sum_{t, l' \rightarrow l_{GER2x}} F_{0,PowGER}(l') + \Delta F_\alpha(l_{GER2x}), \quad \forall l_{GER2x} \quad (8)$$

mit:

$$\Delta F_\alpha(l_{GER2x}) = \alpha \cdot \left[F_{NTVR}(l_{GER2x}) - \sum_{t, l' \rightarrow l_{GER2x}} F_{0,PowGER}(l') \right]$$

Hierbei steht $P_{cap_{0,PowGER}}(n', \tau)$ für die (auf Basis des TYNDP 2020) vorgegebenen Kapazitäten pro Knoten n' und Technologie τ im PowGER-Modell, während $P_{cap_{NTVR}}(n_{GER}, \tau)$ diese nur für den Deutschland-Knoten im NTVR-Modell definiert. Ebenso verhält es sich mit den Flüssen über deutsche Grenzkuppelleitungen l_{GER2x} , die sich in Abhängigkeit des gewählten Wertes für α aus den Jahresaustauschmengen des PowGER-Modells $\sum_{t,l' \rightarrow l_{GER2x}} F_{0,PowGER}(l')$ und deren Entsprechung $F_{NTVR}(l_{GER2x})$ im NTVR-Modell ergeben.

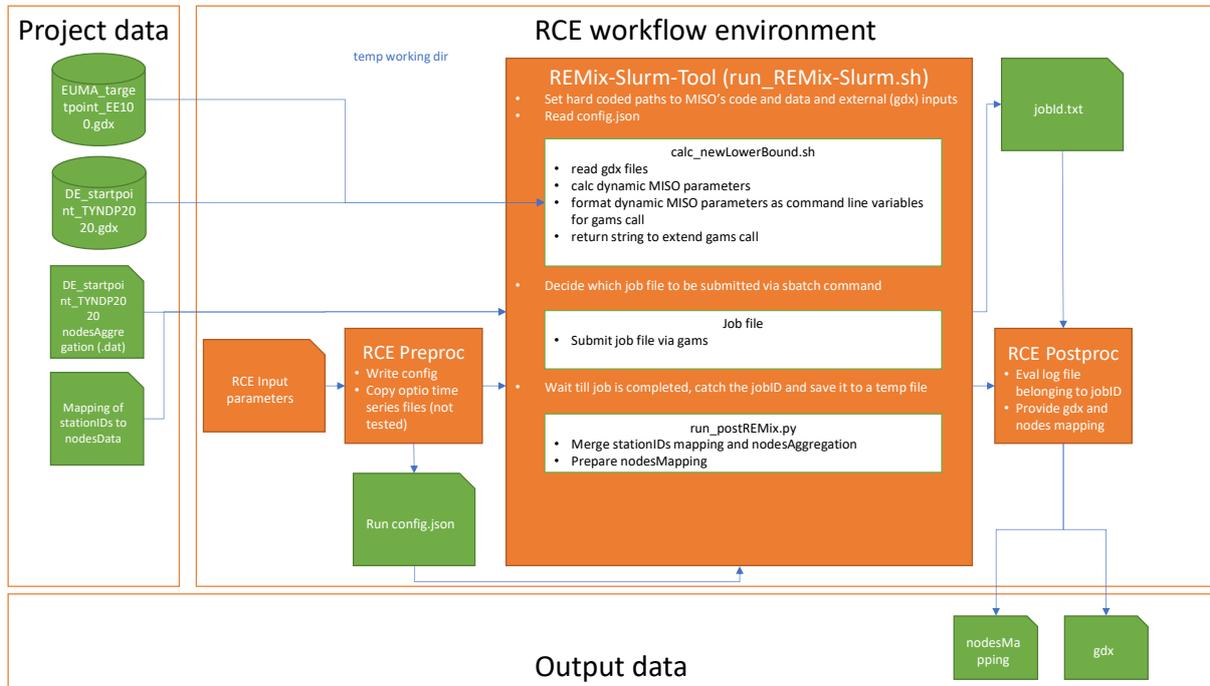


Abbildung 19: Integration von REMix mittels Bash-Skript in RCE

Realisiert ist die Kopplung von NTVR und PowGER statisch. D.h. zur Bestimmung von $\Delta P_{cap_{\alpha}}(\tau)$ und $\Delta F_{alpha}(l_{GER2x})$ werden zwei Ergebnisdateien (EUNA_targetpoint_EE100.gdx für NTVR und DE_startpoint_TYNDP2020 für PowGER) der gelösten Modelle, wie in Abbildung 19 dargestellt, eingelesen und mit dem Eingangsparameter α von REMix-Slurm verrechnet bevor die Parametrierung von PowGER darauf aufbauend dynamisch aktualisiert und das Modell anschließend gelöst wird. Weitere mögliche Input- sowie Output-Parameter von REMix-Slurm sind in der nachfolgenden Tabelle aufgelistet. Einen beispielhaften Minimal-Workflow mit Nutzung von REMix-Slurm zeigt abschließend Abbildung 20.

Tabelle 4: Inputs und Outputs des in RCE integrierten und freigegebenen Tools REMix-Slurm

Beschreibung	
Inputs (notwendig)	
1. scenario	Spezifiziert das auszuführende Szenario in PowGER. In dieser Implementierung bezieht sich Szenario vorwiegend auf eine der verfügbaren vorprozessierten räumlichen Aggregationen mit {1r, 2r, 5r, 10r, 44r, 84r, 134r, 234r, 488r, 615r} als mögliche Argumente, welche die Anzahl der Regionen in Deutschland kennzeichnen
2. debugMode	Boolscher Wert zum Durchführen von Test-Modellläufen, die einen Betriebshorizont von lediglich 8h (anstelle von 8760h) berücksichtigen
3. newMatching	Boolscher Wert zum Wechseln zwischen unterschiedlichen Datensätzen hinsichtlich installierter Stromerzeugungskapazitäten
Inputs (optional)	
4. resultsFileName	Vergabe des Namens der GDX-Datei, welche die Ergebnisse einer gelösten PowGER Modellinstanz enthält
5. alpha	Numerischer Wert zwischen 0 und 1 zur inkrementellen Annäherung der deutschen Erzeugungskapazitäten und Grenzkuppelflüsse des PowGER-Modells an Ergebnisse des NTVR-Modells mittels der zusätzlichen Randbedingungen (1) und (2)
6. amirisTimeSeriesFile	Input-Datei für das NTVR-Modell zur Fixierung des Füllstands von Batteriespeichern auf Basis einer vorgegebenen Zeitreihe
7. jobfile	Nutzerspezifische Datei, welche für die Submission von Modellläufen über den Workload-Manager genutzt werden kann, um beispielsweise andere, auf dem Computing Cluster vorbereitete REMix-Modelle (z.B. NTVR) auszuführen
Outputs	
1..gdx	GDX-Datei, welche die Ergebnisse einer gelösten PowGER Modellinstanz enthält
2. nodesMapping	CSV-Datei, die eine Zuordnung von Substation IDs des Netzdatensatzes zu in PowGER parametrisierten Standort IDs zu IDs der Outputs (vorwiegend aggregierte Regionen) enthält

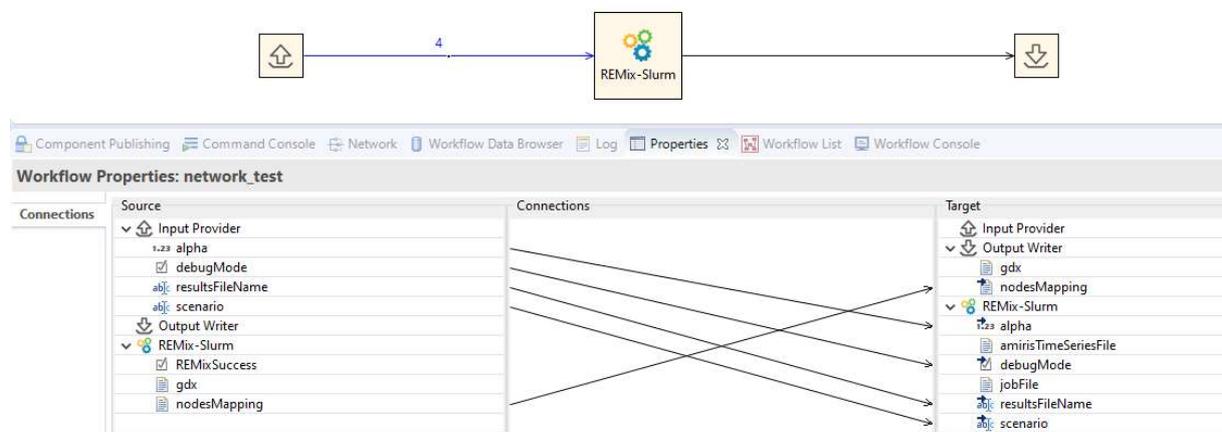


Abbildung 20: Minimal-Workflow mit REMix-Slurm in RCE

3.4 KOPPLUNG DES ÜBERTRAGUNGSNETZMODELLS MIT DER ENERGIESYSTEMMODELLIERUNG (IFK, DLR)

3.4.1 ANSATZ VON INTEEVER I

Im Rahmen des INTEEVER I-Projekts konnten die REMix-Ergebnisse zur energieträgerscharfen Erzeugung und zu den Lasten nicht für die Netzberechnung verwendet werden. Somit konnte auch keine Aussage getroffen werden, ob die berechneten REMix-Ergebnisse in der detaillierten Auflösung eines Übertragungsnetzmodells „feasible“ waren. Der Grund hierfür war die Nichtkonvergenz des Berechnungsverfahrens. Das liegt einerseits daran, dass die Netztopologie für das berechnete REMix-Szenario nicht passend war. Andererseits hatte die Zuordnung der Kraftwerke zu den Netzknoten keine ausreichende Qualität. Zusammengefasst war die fehlende Konvergenz durch eine zu große Granularitätslücke zwischen ESOM und Übertragungsnetzmodell bedingt, wie es in (Cao et al. 2021a) erläutert wurde.

Um eine Kopplung zu ermöglichen, wurde deshalb im Projekt INTEEVER I auf eine Methodik zur Berechnung der PTDF-Matrizen aus Snapshot-Daten (Daten real eingetretener Netznutzungsfälle) zurückgegriffen, so dass eine Konvergenz der zugrundeliegenden Leistungsflussberechnung inhärent sichergestellt ist. Die PTDF-Matrizen wurden dabei für charakteristische Netznutzungsfälle (NNF), die statistisch ermittelt wurden, berechnet und berücksichtigen den Einfluss des von REMix geplanten Ausbaus und Kraftwerkseinsatzes nicht. Um eine solche Berücksichtigung in INTEEVER II zu ermöglichen, wurden zwei Maßnahmen getroffen. Die erste Maßnahme ist die Verbesserung der Datenqualität (Kapitel 3.2), die zweite Maßnahme die nachfolgend beschriebene Implementierung eines iterativen Kopplungsansatzes, der die Konvergenzeigenschaften des Problems verbessert.

3.4.2 KOPPLUNG POWGER-AC LASTFLUSSBERECHNUNG

Der iterative Kopplungsansatz hat zwei Hauptziele. Das erste Ziel ist die Gewährleistung einer Topologie, die zu den PowGER-Annahmen passt. Dies gilt insbesondere für die Annahmen der Übertragungskapazitäten im Netz. Die Annahme geeigneter Übertragungskapazitäten sorgt dafür, dass die Konvergenzeigenschaften des Lastflussberechnungsverfahrens deutlich verbessert werden. Das zweite Ziel ist, eine zu den PowGER-Annahmen passende PTDF-Matrix liefern zu können. Der gesamte Kopplungsansatz ist in der Abbildung 21 dargestellt. Im Kapitel 3.3.4 wurde das deutsche hochaufgelöste PowGER Modell und seine Kopplung zum langfristigen europäischen ESOM-Modell (NTVR) beschrieben. Im Folgenden wird die Verbindung mit der Übertragungsnetzmodellierung erläutert.

Randbedingung für PowGER

Die Grundidee des Ansatzes ist, dass PowGER zu jedem Iterationsschritt k neue Randbedingungen $\mathcal{X}_k(\alpha_k)$ bekommt, die abhängig von einer Iterationsvariable α_k sind. Die Randbedingungen sind dabei aus einer linearen Interpolation zwischen dem erweiterten TYNDP 2020-Modell und den NTVR-Ergebnissen abgeleitet. Die Randbedingungen \mathcal{X}_0 bei Beginn der Iteration entsprechen hierbei den Annahmen vom erweiterten TYNDP 2020-Modell, was für eine Konsistenz mit der initialen Modellierung des Übertragungsnetzes sorgt. Die finalen Randbedingungen \mathcal{X}_F entsprechen den Ergebnissen aus dem NTVR-Modell, was eine Konsistenz hinsichtlich der vollständigen Dekarbonisierung der europäischen Stromversorgung garantiert.

Disaggregation der PowGER-Ergebnisse in voller Netzmodellauflösung

Die resultierende Ausbau- und Einsatzplanung basiert dabei auf der ausgewählten räumlichen Auflösung des Modells (Kapitel 3.3.1). Deswegen werden diese Ergebnisse auf die volle Auflösung des Netzmodells disaggregiert. Das heißt, dass die Topologie des Netzes und der installierte Kraftwerkpark um die Ausbaumaßnahmen erweitert werden. Die Netzausbaumaßnahmen werden hierbei durch die Skalierung der komplexen Leitungsadmittanzen der interregionalen Leitungen implementiert, mit der Annahme einer engpassfreien intraregionalen Topologie. Die durch die Ausbaumaßnahmen entstehenden intraregionalen Engpässe werden durch das adaptive Clustering der Netztopologie im darauffolgenden Iterationsschritt interregional. Die Ausbaumaßnahmen im Kraftwerkspark werden durch die Skalierung der Nennleistung der vorhandenen Kraftwerke und durch Installation neuer Erzeugungseinheiten im Netz durchgeführt. Das sorgt dafür, dass das verwendete Netzmodell in jedem Iterationsschritt mit den REMix-Ergebnissen konsistent ist.

Außerdem werden in diesem Schritt die regionalisierten Lasten und Erzeugungen disaggregiert. Die Erzeugung wird basierend auf der technologiescharfen installierten Leistung verteilt. Die knotscharfe Verteilung der Last pro Region basiert auf der Verteilung entsprechend eines repräsentativen NNF im Jahr 2025, der Teil des TYNDP 2020-Datensatzes ist. Somit handelt es sich um eine realitätsnahe Verteilung.

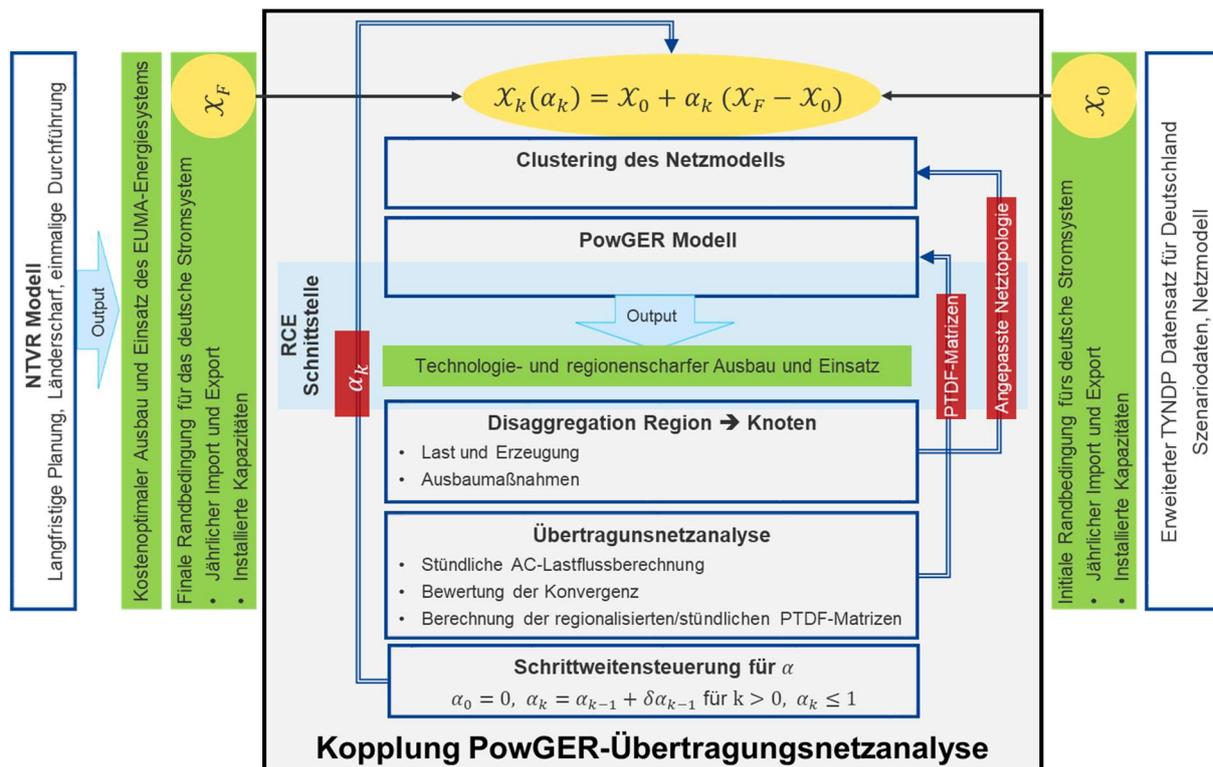


Abbildung 21: Kopplungsansatz zwischen PowGER und Übertragungsnetzanalyse

Übertragungsnetzanalyse

Die Übertragungsnetzanalyse erfolgt automatisiert über Python-Skripte, die das Tool DigSILENT PowerFactory (DigSILENT 2021) verwenden. Die Analyse beinhaltet die folgenden Schritte:

1. Umwandlung der knotenscharfen Wirkleistung der Erzeugung und Lasten in einen AC-Netznutzungsfall (NNF)
 - a. Für die Lasten und die Erzeuger, die keine Spannungsregler beinhalten, wird das Verhältnis der Blindleistung zur Wirkleistung aus dem für den TYNDP repräsentativen NNF beibehalten. Dies entspricht der Annahme eines konstanten Leistungsfaktors.
 - b. Der Spannungswert für alle spannungsgeregelten Knoten wird auf 1 p.u. festgelegt.
2. Durchführung einer stündlichen AC-Lastflussberechnung in DigSILENT PowerFactory. Die Berechnung besteht aus zwei geschachtelten Schleifen. Die innere Schleife führt die Lastflussberechnung durch, basierend auf dem Newton-Raphson-Verfahren. Die äußere Schleife stellt die Stufen der schaltbaren Betriebsmittel automatisch ein und sorgt für die Berücksichtigung der Blindleistungsgrenzen der Erzeuger. Die Konvergenz der NNF kann dann wie folgt bewertet werden:
 - a. Konvergenz der inneren und äußeren Schleife: AC-Lastflussberechnung unter Einhaltung der Blindleistungsgrenzen
 - b. Divergenz in der äußeren Schleife: AC-Lastflussberechnung konvergiert, jedoch ohne Einhaltung der Blindleistungsgrenzen
 - c. Divergenz in der inneren Schleife: AC-Lastflussberechnung divergiert.
3. Berechnung der stündlichen regionalisierten Sensitivitäten (PTDFs) für die konvergenten NNF

Schrittweitensteuerung

1. Initialisierung:

Die iterative Kopplung startet mit der Iterationsvariable $\alpha_0 = 0$. Dies bedeutet, dass das PowGER-Modell im ersten Iterationsschritt dieselben Randbedingungen wie das TYNDP 2020-Szenario aufweist. Somit handelt es sich bei diesem Iterationsschritt um eine stündliche Einsatzplanung für das vorliegende Netzmodell, da kein Ausbau zulässig ist. Die Netzanalyse verwendet für $\alpha_0 = 0$ das angepasste Referenznetz des TYNDP 2020-Szenarios. Dadurch sind die PowGER-Ergebnisse passend zur Topologie und zu den vorhandenen Wirkleistungskapazitäten und führen nicht zu Konvergenzproblemen.
2. Schrittweite:

Im k -ten Iterationsschritt wird α_{k-1} , nach der Netzanalyse für α_{k-1} , um $\delta\alpha_{k-1}$ inkrementiert. Für die Inkrementierung kommen verschiedene Strategien in Frage. Ein Vergleich der folgenden Strategien hat allerdings im Rahmen des Projekts nicht stattgefunden und wird in anschließenden weiteren Arbeiten wissenschaftlich untersucht.

 - a. Feste Schrittweite: Eine feste, kleine Schrittweite $\delta\alpha_{k-1} = \delta\alpha$ sorgt dafür, dass der zulässige Ausbau in PowGER relativ gering ist. Deswegen stellen die PTDFs eine gute Linearisierung für die Netznebenbedingungen dar. Einerseits erhöht sich die Anzahl der Aufrufe des PowGER-Modells und somit auch der Rechenaufwand und die benötigte Zeit für den Algorithmus, andererseits ist die Lösung vom vorherigen Schritt relativ nah an der neuen Lösung und damit ein guter Startpunkt für die Optimierung.

- b. Adaptive Schrittweite: Die Schrittweite kann abhängig von einer ausgewählten Metrik der Netzanalyse angepasst werden. Gute Kandidaten hierfür sind Metriken, welche die PTDF-Matrizen mit der Sensitivität der Leistungsflüsse gegenüber einem Leitungsausbau vergleichen. Auf diese Weise kann die Anzahl der Aufrufe des PowGER-Modells minimiert werden.

3.4.3 SENSITIVITÄTEN FÜR LEITUNGSAUSBAU UND -AUSFALL

In der Kopplung mit dem PowGER-Modell wurden die PTDFs als einzige Sensitivitäten verwendet. Im Rahmen des Projekts wurden allerdings weitere Sensitivitäten zur Bewertung des Zustandes des Übertragungsnetzes analysiert.

DC-(N+1) Approximation

Im Rahmen der Bachelorarbeit (Aissaoui 2019) wurde ein DC-Ansatz entwickelt, um eine a-priori-Abschätzung der Veränderung der Wirkleistungsflüsse nach einem Leitungsausbau zu ermöglichen. Die Methode basiert auf einem Ansatz zum Update der PTDF-Matrix.

$$\text{PTDF nach Leitungsausbau} \quad \text{PTDF}^A = \text{PTDF}^0 + \Delta\text{PTDF}^A \quad (9)$$

Dabei wurde ein ähnlicher Ansatz wie in (Ronellenfitsch 2017) zum Update der PTDF-Matrix verwendet. Da für die Berechnung der PTDF die Knoten-Suszeptanzmatrix B (also der Imaginärteil der Knoten-Admittanzmatrix) für jeden möglichen Ausbau invertiert werden muss, wurde ein numerisches Verfahren zur Aktualisierung der Matrix-Inverse verwendet (Woodbury 1950). Das führt, für das in der Arbeit verwendete IEEE-118 Knoten-Benchmark-Netz, zur Beschleunigung der Berechnung um ungefähr den Faktor 100.

Die Untersuchung wurde im Rahmen der Bachelorarbeiten (Fischer 2020, Priluskic 2020) erweitert, um die ersten Annäherungen der Wirkleistungsflüsse mit NNF-abhängigen AC-Linearisierungen zu ersetzen.

AC-(N-1) Approximation

In der Arbeit (Fischer 2020) wurde eine AC-LODF-Methodik entwickelt. Dabei wurde eine analoge Formel zur LODF-Methodik in Kapitel 3.3.3 für die Berechnung der Wirk- und Blindleistungsflüsse nach einem Ausfall hergeleitet und implementiert.

$$\text{Wirkleistungsflüsse nach Leitungsausfall} \quad p_{ij}^C = p_{ij}^0 + LODF p_{ij,nm} \cdot s_{nm}^0 \quad (10)$$

$$\text{Blindleistungsflüsse nach Leitungsausfall} \quad q_{ij}^C = q_{ij}^0 + LODF q_{ij,nm} \cdot s_{nm}^0 \quad (11)$$

Dabei ist s_{nm}^0 der komplexe Scheinleistungsfluss in der Leitung L_{mn} vor dem Ausfall. Die Methode wurde anhand des 118 Knoten-Benchmark-Netzes aus (Barrios et al. 2015) validiert. Für die Validierung wurden 100 repräsentative NNF aus einem Jahr ausgewählt. Für jeden der NNF wurden 20 (N-1)-Fälle betrachtet. Die 20 Leitungen, die am stärksten ausgelastet sind, wurden als Ausfallkandidaten ausgewählt. Der Approximationsfehler der Scheinleistung wurde mit dem aus der DC-

LODF verglichen. Der mittlere Fehler verringerte sich im Vergleich zum DC-LODF-Ansatz um den Faktor 16 (von 0,5% für DC-LODF auf 0,03% für AC-LODF).

AC-(N+1) Approximation

In der Arbeit (Priluskic 2020) wurde eine ähnliche Methode betrachtet, um den Einfluss eines Leitungsausbaus auf den Systemzustand zu approximieren. Im Gegensatz zum Verfahren in (Aissaoui 2019) handelt es sich hierbei um einen NNF-abhängigen AC-Ansatz. Außerdem kann auch die Knotenspannungsänderung dadurch approximiert werden. Der mittlere Abschätzungsfehler der Scheinleistung liegt bei 0,19%. Somit ist der Fehler ca. 23 mal geringer als der Fehler des DC-Ansatzes, der bei ca. 4.6% liegt. Der Approximationsfehler bei der Knotenspannung ist kleiner als 0,01 p.u. Somit ist er mindestens um den Faktor 10 geringer als der Approximationsfehler des DC-Ansatzes⁵.

Einsatz für die Kopplung mit ESOM

Diese Sensitivitäten wurden zwar für die Kopplung mit dem ESOM nicht verwendet, stehen aber für zukünftige Forschungsprojekte zur Verfügung. Sie würden die Kopplung bezüglich der folgenden Punkte gut ergänzen:

- Eine heuristische Abschätzung der benötigten intraregionalen Ausbaumaßnahmen, bei einem vom ESOM vorgegebenen interregionalen Ausbau. Die Heuristik würde auf der Abschätzung der intraregionalen Leistungsflüsse basieren.
- Ein Verfahren für die Schrittweitensteuerung der Kopplung basierend auf der Änderungsrate der PTDFs infolge von Ausbaumaßnahmen.

3.5 INTEGRATION VON VERTEILNETZAUSBAUKOSTEN IN DIE ENERGIESYSTEMMODELLIERUNG (IEE)

Für eine Erweiterung der Gesamtsystemperspektive um die entstehenden Kosten der Verteilnetzplanung müssen zwei Aspekte berücksichtigt werden:

- 1) **Upscaling von Planungsergebnissen:** In der Regel sind Netzausbaumaßnahmen sehr fallspezifisch, können in großem Maßstab aber nur für repräsentative, ausgewählte Verteilnetze untersucht werden. Die damit verbundenen Kosten müssen aber so hoch skaliert werden, dass entsprechende Kostenindikatoren für die Energiesystemmodellierung möglichst konsistent und flächendeckend bereitgestellt werden können.
- 2) **Downscaling von Szenariodaten:** Für die Verteilung neuer dezentraler Technologien (erneuerbare Energien, Wärmepumpen und Ladestationen) auf repräsentative Nieder-, Mittel- und Hochspannungsverteilstnetze bestehen viele Freiheitsgrade. Dabei müssen starke Annahmen hinsichtlich der räumlichen Verteilung und Anlagendimensionierung getroffen werden (z.B. Aufdach-Photovoltaikanlagen vs. Freiflächen-Photovoltaikanlage).

⁵ Im DC-Ansatz wird angenommen, dass alle Knotenspannungen 1.0 p.u. betragen.

3.5.1 ERMITTLUNG DER VERTEILNETZAUSBAUKOSTEN

Grundlegende Idee der Modellkopplung ist das Bereitstellen von knotenspezifischen Verteilnetzausbaukosten für Benchmark-Netze in Abhängigkeit von der relativen Erhöhung der installierten dezentralen Stromerzeugungskapazität bzw. Last mittels Parameterstudien der Verteilnetzausbauplanung. Konkret wird die in den Benchmark-Netzen vorgegebene maximale Einspeiseleistung bzw. Last stufenweise in 10%-Ausbaustufen erhöht und im Bedarfsfall die jeweiligen Kosten für neue Kabelstrecken oder Transformatoren mittels einer Zielnetzplanung bestimmt. Um das hiermit verbundene Downscaling-Problem zu lösen, bieten probabilistische Ansätze eine Möglichkeit, um mit den unbekanntem zukünftigen Anschlusspunkten dezentraler Technologien umzugehen. Die Idee ist, die Technologien zufällig innerhalb der zuvor erwähnten repräsentativen Benchmark-Netze zu verteilen und den erforderlichen Netzausbau mehrfach zu untersuchen, um durchschnittliche und robuste Kostenwerte zu erhalten. Ergebnis dieses Vorgehens sind Tabellen wie in Abbildung 22 dargestellt. Hierbei ist zu beachten, dass der gewählte Ansatz der Zielnetzplanung an seine Grenzen kommt, wenn die gewählten Benchmark-Netze bereits einen hohen initialen Anteil an dezentralen Stromerzeugern aufweisen.

Simbench grids

Relative generation increase in %	Simbench grids											
	HS			NS					MS			
	urban	mixed	rural1	rural2	rural3	semiurb4	semiurb5	urban6	rural	semiurb	urban	comm
10	0.00	0.0	0	12000.0000	18000.0	0.0000	0.0	0.00000	202510.10	168315.14	0.0	0.0
20	0.00	0.0	0	12000.0000	18000.0	0.0000	0.0	0.00000	756004.30	486000.00	23000.0	95000.0
30	0.00	0.0	0	12000.0000	18000.0	1042.3188	18000.0	18000.00000	1651518.94	512151.72	242000.0	313547.7
40	0.00	0.0	0	12000.0000	18000.0	20539.9668	18000.0	22310.61735	NaN	NaN	NaN	NaN
50	5905070.00	1201653.0	10000	12390.5568	18000.0	23095.6902	NaN	18000.00000	NaN	NaN	NaN	NaN
60	15756306.35	8641600.5	10000	21403.0794	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
70	NaN	NaN	10000	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN

Abbildung 22: Beispielhafte Verteilnetzausbaukosten in Euro, basierend auf Netzausbausimulationen der verschiedenen SimBench-Netze, für die stufenweise Erhöhung der maximalen Einspeiseleistung aus dezentralen Stromerzeugungsanlagen

Benchmark-Netze, wie die der Abbildung 22 zu Grunde liegenden SimBench-Netze, sind ein Ansatz zur Bewältigung der Upscaling-Herausforderung. Sie werden anstelle von realen Netzdatensätzen verwendet, um eine Beziehung zwischen Netzausbaukosten und dem Anteil neuer Erzeuger und Verbraucher für verschiedene städtische, suburbane oder ländliche Gebiete zu erhalten. Um im nächsten Schritt von den netzspezifischen Benchmark-Ausbaukosten auf landesweite Mengen zu skalieren, wird eine Zuordnung von geografischen Regionen (Gemeinden), zu dem jeweiligen SimBench-Netz durchgeführt. Als Kriterien für eine geeignete Zuordnung zu Gemeinden werden das Verhältnis zwischen versorgter Fläche und Gesamtfläche, sowie die Bevölkerungsdichte genutzt (Kittl et al. 2018). Ausgehend davon lässt sich für jede Fläche, die sich aus der Zusammenfassung von Gemeindeflächen ergibt, eine spezifische Zusammensetzung der Verteilnetzstruktur ausgehend von SimBench-Netzen ableiten. Im konkreten Fall werden somit spezifische Verteilnetzausbaukosten für jeden Umspannwerksstandort des PowGER-Modells (siehe Kapitel 3.3.1) entsprechend der Zusammensetzung der Voronoi-Polygonflächen aus SimBench-Netzen bestimmt. Abbildung 23 zeigt diese Zusammensetzung anhand der Anzahl bzw. der Anteile der jeweiligen SimBench-Netze, beispielhaft für einige Regionen.

station_id	NS					MS					HS		
	rural1	rural2	rural3	semiurb4	semiurb5	urban6	comm	rural	semiurb	urban	mixed	urban	
2947	357	142	146	1411	367	0	0.066557	0.555289	2.407855	0.000000	0.052236	0.000000	
2950	0	0	332	4592	4694	1449	0.260342	0.318567	9.511291	1.132241	0.173969	0.014332	
2957	632	654	852	3157	1144	0	0.203709	3.356589	5.929264	0.000000	0.163613	0.000000	
2961	17	112	605	9841	2366	2410	0.309430	1.585733	11.554782	0.071248	0.231896	0.000902	
2983	0	299	949	4617	1172	648	0.480354	3.193944	17.632245	1.201376	0.367354	0.015207	
...	
6648	6646	242	496	3388	331	93	0.579177	22.515378	6.110782	0.074579	0.503540	0.000944	
6690	1116	476	547	2382	960	0	0.167937	4.737600	4.168673	0.000000	0.156452	0.000000	
6691	2809	854	521	4229	162	2908	0.419646	3.172356	4.316736	8.951541	0.136358	0.113311	
6692	0	0	1807	2234	994	388	0.150063	4.070722	6.619609	0.384421	0.186903	0.004866	
6771	0	0	358	4005	2430	893	0.337278	0.635133	12.436645	1.241000	0.231191	0.015709	

Abbildung 23: Zusammensetzung anhand der Anzahl bzw. der Anteile der jeweiligen SimBench-Netze für eine beispielhaft ausgewählte Regionen des PowGER-Modells

3.5.2 REGIONALISIERUNG UND HOCHRECHNUNGSMETHODIK BASIEREND AUF SIMBENCH-NETZEN

Die Regionalisierungs- und Hochrechnungsmethodik beschreibt, wie die unterschiedlichen örtlichen Auflösungen der Ergebnisse der EU- bzw. deutschlandweiten Energiesystemoptimierung mit REMix und der regionalen Verteilnetzsimulation mit pandapowerPro verknüpft werden. Darauf aufbauend können die entstehenden Ausbaurkosten im Verteilnetz den Regionen in REMix zugeordnet werden. REMix bindet die Verteilnetzskosten in einen weiteren Optimierungslauf ein. Da im Projekt keine realen Netzdaten und keine Verteilnetzabbildung für ganz Deutschland zur Verfügung standen, wurden die Typnetze der offen zugänglichen Datenbank SimBench (www.simbench.de) herangezogen. Zur Bestimmung der Netzausbaurkosten im Verteilnetz wurden die Verteilnetze der Nieder-, Mittel- und Hochspannung aus dem SimBench Datensatz genutzt. Die Hochrechnungsmethode kann durch 6 Schritte beschrieben werden:

Schritt 1:

Die Methode startet bei der untersten Spannungsebene, den Niederspannungsnetzen. Der SimBench-Datensatz beinhaltet Niederspannungsnetze (NS) mit unterschiedlichen Charakteristiken. Sie sind aufgeteilt in ländlich, halbstädtisch und städtisch. Die Unterscheidung der NS-Netze wurde anhand der Kennzahlen Bevölkerungsdichte, Gemeindefläche und Anteil der Versorgungsfläche durchgeführt. Diese Kennzahlen werden nun in Schritt 2 genutzt, um die NS-Netze den Gemeinden in Deutschland zuzuordnen.

Schritt 2:

Für die Zuordnung wird die Einwohnerzahl einer Gemeinde hinzugezogen. Mit Hilfe dieser kann man die Anzahl der jeweiligen NS-Netz bestimmen. Zum Beispiel ordnet man so Flensburg 500 Netze des Typs urban6 zu, Spiegelberg bekommt dadurch 11 Netze des Typs rural3.

Schritt 3:

Im nächsten Schritt werden die Mittelspannungsnetze (MS) den NS-Netzen zugeordnet. Die Zuordnung erfolgt nach den regionalen Typen der NS- und MS-Netze siehe dazu die nachfolgende Tabelle.

Tabelle 5: Zuordnung von Mittelspannungsnetzen (MS) zu Niederspannungsnetzen (NS)

NS-Netze	MS-Netze
rural1, rural2, rural3	rural
semiurb4, semiurb5	semiurb
urban6	urban
1.7% aller NS-Netze	comm

Schritt 4:

Die MS-Netze werden im nächsten Schritt anteilig den Gemeinden zugeordnet. Zum Beispiel bekommt Flensburg den Anteil 0,10 MS-comm-Netze und Spiegelberg den Anteil 0,90 MS-comm-Netze, 1,12 MS-rural, 31,9 MS-semiurb Netze und 4,64 MS-urban Netze zugeordnet.

Schritt 5:

Von den MS-Netzen geht es nun eine Spannungsebene nach oben und wir betrachten die Hochspannungsnetze (HS). Wie in Tabelle 6 beschrieben werden die MS-Netze den HS-Netzen des Sim-Bench Datensatzes zugeordnet.

Tabelle 6: Zuordnung von Mittelspannungsnetzen (MS) zu Hochspannungsnetzen (HS)

MS-Netze	HS-Netze
rural	mixed
semiurb	mixed
comm	mixed
urban	urban

Schritt 6:

Als letzten Schritt werden die Verteilnetze den Höchstspannungsstationen zugeordnet, so dass für jeden Bereich eine Lastflussrechnung und eine Netzausbauplanung durchgeführt werden kann.

3.5.3 EINBINDUNG DER VERTEILNETZAUSBAUKOSTEN IN REMIX

Die Einbindung der Verteilnetzausbaukosten erfolgt nach dem Prinzip einer Kapazitätsbeschränkung (Cap). Hierfür wird zunächst sowohl die Einspeisung als auch die Gesamtkapazität aus dezentralen Technologien zusammengefasst:

Gesamterzeugung aus dezentraler Einspeisung:

$$P_{dezentral}(t, n) = \sum_{\tau \rightarrow \tau_{dezentral}} P(t, n, \tau), \quad (12)$$

Gesamterzeugungskapazität dezentraler Stromerzeuger:

$$P_{capdezentral}(n) = \sum_{\tau \rightarrow \tau_{dezentral}} P_{cap}(n, \tau), \quad (13)$$

$$\tau_{dezentral} = \{\text{Biopower, Lithium battery Wind onshore, PV}\} \subseteq \mathfrak{T}$$

Die Kapazitätsbeschränkung gilt dann gemäß der folgenden Ungleichung.

Kapazitätsbeschränkung:

$$P_{dezentral}(t, n) \leq P_{capdezentral}(n) + \sum_i P_{capdezentral,i}(n) \quad (14)$$

wobei $P_{capdezentral,i}(n)$ zwar eine modellendogene Größe darstellt, sich aber aus den modellexogenen, installierten Kapazitäten pro Knoten ableitet:

Regionenspezifische Ausbaustufen-Caps

$$P_{capdezentral,i}(n) = \frac{P_{capdezentral}(n)}{10} \quad (15)$$

$$i = 1, 2, 3, \dots$$

Je nachdem, um wieviel Ausbaustufen i der Cap angehoben werden muss (innerhalb der hier vordefinierten 10%-Schritte), erhöhen sich auf Basis der in Kapitel 3.5.1 bestimmten Verteilnetzkosten pro Ausbaustufe $c_i(n)$ die regionenspezifischen Gesamtkosten für die Integration dezentraler Erzeuger in die Verteilnetze.

Regionenspezifische Ausbaukosten

$$C_{verteilnetze}(n) = \sum_i P_{capdezentral,i}(n) \cdot c_i(n) \quad (16)$$

$$i = 1, 2, 3, \dots$$

mit:

$$c_0(n) = 0 < c_i(n) < c_{i+1}(n) \quad (17)$$

Diese gehen in dieser Form zusätzlich in die Zielfunktion von PowGER ein. Die Bedingung (15) ist dabei Voraussetzung für ein effizientes Lösen des so erweiterten REMix-Modells, da dadurch eine abschnittsweise Definition der Ausbaustufen-Caps (und damit eine aufwendiger zu lösende, gemischt-ganzzahlige Modellformulierung) vermieden werden kann.

Die Implementierung des beschriebenen Vorgehens in REMix ist allein durch die Erweiterung von Inputdaten, d.h. ohne Änderungen am Quellcode realisiert. Konkret werden hierfür fünf Inputdateien angepasst, wobei der größte Aufwand in der Definition der Ausbaustufen-Caps pro Region liegt.

3.6 STROMMARKTMODELL AMIRIS UND KOPPLUNG AN DIE ENERGIESYSTEMMODELLIERUNG (DLR)

3.6.1 WEITERENTWICKLUNG DES WÄRMEPUMPENMODELLS

Im Rahmen des Vorhabens wurde im Bereich der Strom-Wärme-Kopplung die Abbildung von Wärmepumpen in AMIRIS grundlegend überarbeitet. Diese Arbeiten bauen auf Vorarbeiten zur Sektorenkopplung auf, die im Rahmen des Kopernikusprojekts „ENavi“ (BMBF FKZ 03SFK4D1) durchgeführt wurden. Das weiterentwickelte Modell wird im Folgenden beschrieben.

Im Zentrum der Entwicklung stehen sogenannte Wärmepumpen-Aggregatoren. Diese koordinieren im Modell ein Set an Systemen mit gleichem Wärmepumpentyp, Gebäudetyp und Nutzerverhalten. Als Bindeglied zwischen der Day-Ahead-Strombörse und dezentralen Wärmepumpenbetreibern verantworten sie die Strombeschaffung abhängig von der Strategie der Wärmepumpenbetreiber. Bei der Berechnung des Strombedarfs der dezentralen Wärmepumpenbetreiber und der Platzierung entsprechender Gebote an der Strombörse wird zwischen einer wärmegeführten und einer strompreisorientierten Strategie unterschieden. Die wärmegeführte Strategie richtet sich ausschließlich nach dem Wärmebedarf im Gebäude. Bei der strompreisorientierten Strategie werden (zeitvariable) Strompreise berücksichtigt, um den Wärmebedarf kostenminimal zu decken. Dazu kommen verschiedene Arten von Wärmespeichern zum Einsatz.

Generell kann der Wärmebedarf entweder exogen als Input vorgegeben werden (fixes Wärmebedarfsprofil), oder modellendogen mittels eines sogenannten Thermal-Response-Modells bestimmt werden. Bei Vorgabe eines exogenen Wärmebedarfsprofils wird die strompreisorientierte Strategie durch Einsatz eines Pufferspeichers ermöglicht. Dieser Pufferspeicher ist charakterisiert durch thermische Kapazität, Energy-to-Power-Ratio, Standby-Verluste sowie Ein- und Ausspeicherverluste. Abbildung 24 zeigt exemplarisch den Einsatz von Wärmepumpen sowie den zugehörigen Speicherfüllstand bei der strompreisorientierten Strategie.

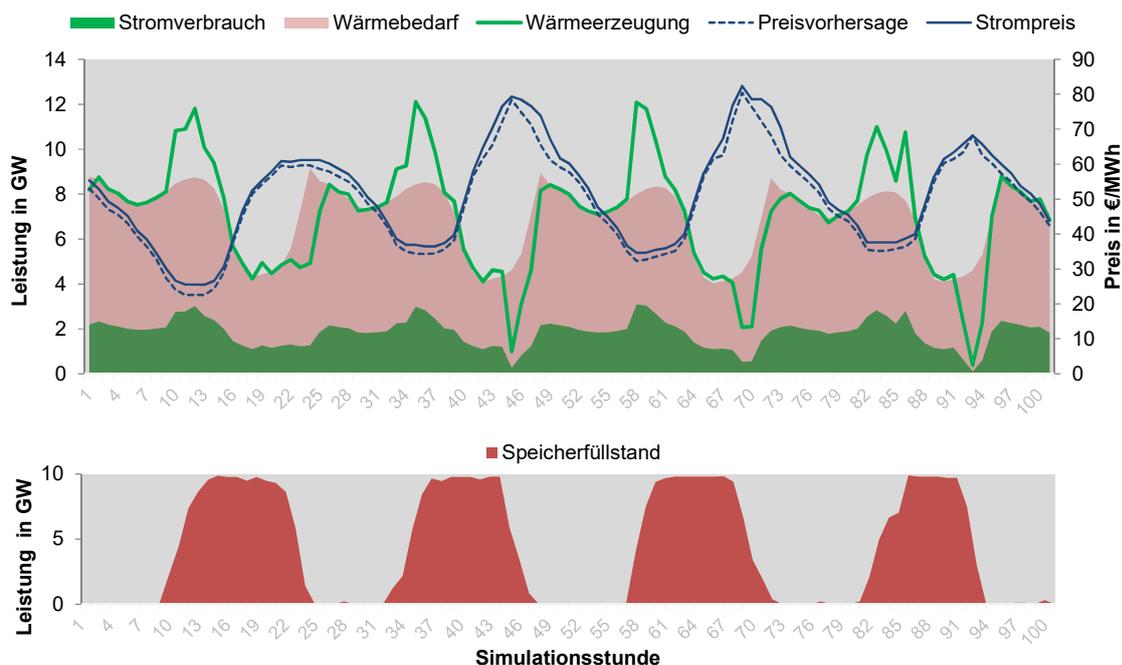


Abbildung 24: Einsatz von Wärmepumpen unter zeitvariablen Stromtarifen bei Einsatz eines Pufferspeichers

Zur Veranschaulichung des Modells unter Einsatz des Thermal-Response-Modells zeigt Abbildung 27 den Einsatz von Wärmepumpen (WP) bei wärmegeführter Fahrweise (oben) und strompreisorientierter Fahrweise (unten). In grün wird jeweils der Strombezug dargestellt. Zusätzlich wird in den Grafiken die Innenraumtemperatur je nach Fahrweise gezeigt. Die wärmegeführte Fahrweise richtet sich nur nach dem aktuellen Wärmebedarf und ist unabhängig von Strompreisen. Bei der strompreisorientierten Fahrweise wird der Wärmepumpenbetrieb in Phasen niedriger Strompreise verlagert, wobei die thermische Gebäudespeichermasse durch Anhebung bzw. Senkung der Innentemperatur „geladen“ bzw. „entladen“ wird. Im Gegensatz zur wärmegeführten Fahrweise werden dadurch Preisspitzen vermieden. Die Grafik zeigt auch, dass die Rückwirkung des Einsatzes dezentraler Wärmepumpen auf die Börsenpreise bei entsprechend hoher Marktdurchdringung durch das Modell bestimmt werden kann.

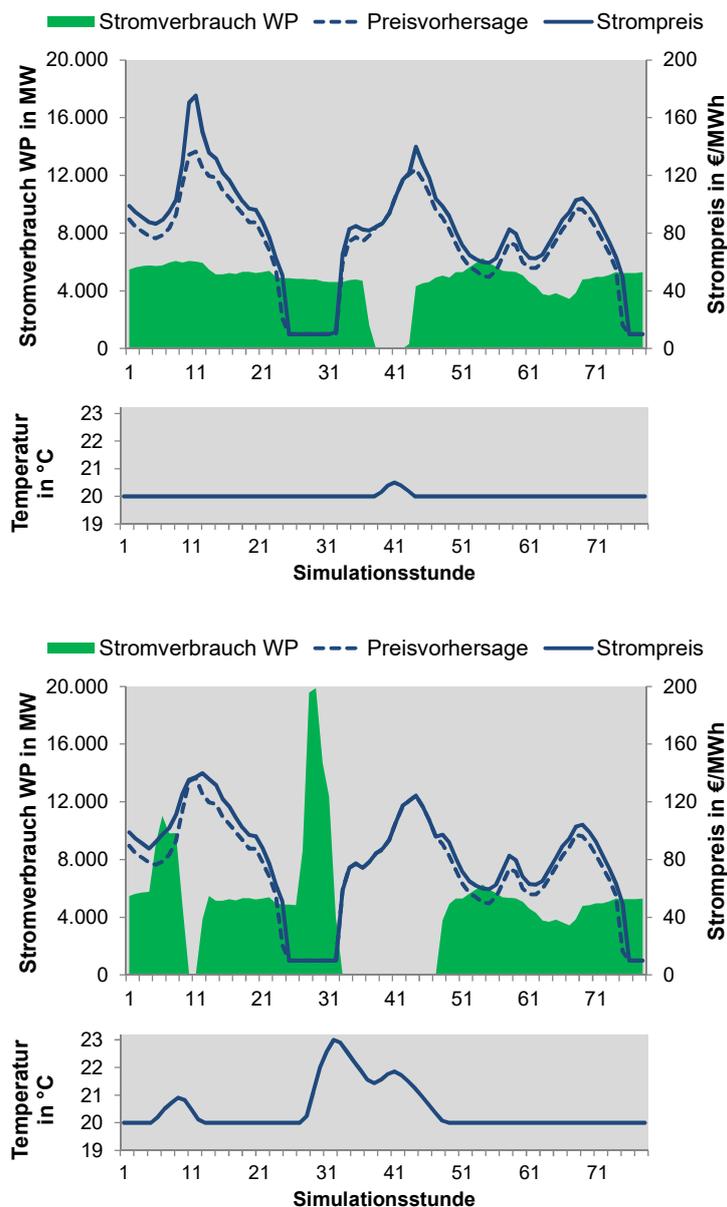


Abbildung 27: Beispiel für Stromverbrauch der Wärmepumpen im Modell für die wärmegeführte (oben) und die strompreisorientierte (unten) Strategie

Eine weitere Neuerung ist die Berücksichtigung von Steuern, Abgaben und Umlagen in AMIRIS, womit sich realitätsnahe Stromtarife ergeben, unter denen Wärmepumpen – je nach Szenario – betrieben werden können. Die Steuern, Abgaben und Umlagen können entweder konstant (Status Quo) oder zeitdynamisch ausgestaltet werden.

3.6.2 INTEGRATION EINES PROSUMERMODELLS PV-BATTERIESPEICHER

Im Fokus der Untersuchung von Rückwirkungen betriebswirtschaftlich getroffener Entscheidungen beim Betrieb von dezentralen Anlagen auf das Gesamtenergiesystem stehen die Prosumer. Konkret handelt es sich um Betreiber von PV-Anlagen mit Batteriespeichern, die als Prosumer- und Aggregator-Agenten in AMIRIS grundlegend überarbeitet und weiterentwickelt wurden. Die Modellierungsarbeiten, die in diesem Kapitel vorgestellt werden, bauen auf früheren Arbeiten im BMWi-geförderten Projekt C/sells (FKZ 03SIN108) auf (Klobasa et al. 2021). Die erfolgten Neu- und Weiterentwicklungen erfassen folgende Aspekte:

- **Aggregator:** Der Aggregator-Agent ist für die Verwaltung der Stromnachfrage und der Netzeinspeisung aller berücksichtigten Prosumer verantwortlich. Er erhält eine Vorhersage zu zukünftigen Marktpreisen und die damit verbundenen regulativen Informationen, wie z.B. zu staatlich induzierten Strompreiselementen. Auf der Grundlage des gewählten Stromtarifs erstellt er einen spezifischen Endkundenpreis und einen spezifischen Einspeisetarif und sendet diese Informationen an die Prosumer⁶. Entsprechend dem resultierenden Betrieb des Prosumers übermittelt der Aggregator Gebote an den Großhandelsmarkt.
- **Prosumer:** Dieser prototypisierte Agent repräsentiert eine aggregierte Prosumer-Entität⁷. Als Reaktion auf die Preissignale des Aggregators verwendet der PV-Verbraucher eine dynamische Betriebsstrategie, um den Einsatz des PV-Speichersystems zu optimieren.

In Abbildung 28 sind die virtuellen Stromflüsse im PV-Prosumer-Modell und zwischen dem PV-Prosumer, dem Aggregator und dem Strommarkt schematisch dargestellt. Die Stromlast und die Stromerzeugung des Prosumers werden von einem Energiemanagementsystem (EMS) verwaltet. Entsprechend der Erzeugung und des Strombedarfs des Prosumers und der vom Aggregator übermittelten Preise entscheidet es stündlich über die Menge der Batterieladung oder -entladung und über den Netzbezug und die -einspeisung. Eine detaillierte Beschreibung des verwendeten mathematischen Modells für die Prosumer-Speicheroptimierung findet sich in (Sarfarazi et al. 2022).

⁶ Hierbei ist zu beachten, dass die Marktpreisprognosen auf der Grundlage der Stromnachfrage und -erzeugung aller Marktteilnehmer außer den Prosumern erstellt werden.

⁷ Im Projekt INTEEVER II nehmen wir an, dass alle Prosumer in AMIRIS virtuell zu einem einzigen Agenten aggregiert werden. Das Modell kann auch für einzelne Prosumerten parametrisiert werden. Aufgrund der Unpraktikabilität der Berechnungen und mangels geeigneter Daten betrachten wir in unserer Analyse eine aggregierte Prosumer-Entität mit konventioneller Haushaltslast, Erzeugung aus PV-Dachanlagen und Batteriespeichersystem.

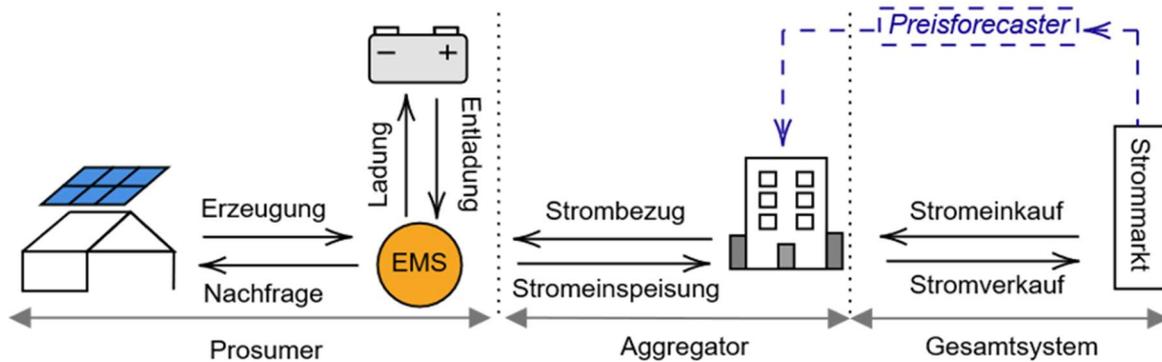


Abbildung 28: Schematische Darstellung des Prosumer-Modells in AMIRIS

3.6.3 ANSATZ ZUR KOPPLUNG MIT DEM ENERGIESYSTEMMODELL REMIX

Der implementierte Modellkopplungsworkflow umfasst die Verarbeitung und den Austausch mehrerer Datensätze zwischen REMix und AMIRIS. Dieser Workflow wurde, wie in Abbildung 29 schematisch dargestellt, für das NTVR-Modell umgesetzt.

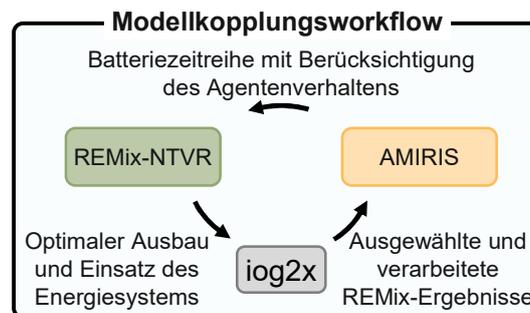


Abbildung 29: Vorgehensweise zur Kopplung der Modelle REMix und AMIRIS

Zur Untersuchung des Prosumer-Eigenverbrauchs durchläuft der Workflow vier Phasen:

- 1- In REMix wird eine Energiesystemoptimierung durchgeführt, um den optimalen Ausbau und Einsatz von Kraftwerken, Speichertechnologien und des Stromnetzes für ein Treibhausgasminderungsszenario auf europäischer Ebene zu ermitteln. Nach der Optimierung mit dem NTVR-Modell werden die Ergebnisse und Eingangsparameter, wie Kapazitäten, CO₂- und Brennstoffpreise, an ein vom DLR entwickeltes Datenkonversionstool, iog2x, weitergegeben.
- 2- Das Tool iog2x filtert und verarbeitet REMix-Outputs zu AMIRIS-Inputs. Dazu gehören die Umrechnung von Einheiten, die Änderung von Datenformaten und die Aggregation von Daten, wie z. B. die Bilanzierung von Zeitreihen für den Strombedarf und die Strombörse. Tabelle 7 gibt einen detaillierten Überblick über alle technologiespezifischen Datenkonversionen.
- 3- Die verarbeiteten Daten werden zusammen mit zusätzlichen Parametern, die den regulatorischen Rahmen und das Geschäftsmodell beschreiben, verwendet, um eine Simulation des Strommarkts für ein Jahr in AMIRIS durchzuführen. Ergebnis der Simulation ist u. a. eine Zeitreihe des PV-Speicheranlagenbetriebs, die als neuer Input für REMix genutzt werden kann.

- 4- Im letzten Schritt wird die Energiesystemoptimierung in REMix zum zweiten Mal durchgeführt, dabei wird der Dispatch der PV-Speichieranlagen gemäß den AMIRIS-Ergebnissen eingeschränkt. Für den Ausbau der Erzeugungs- und Speichieranlagen sind die Werte der installierten Leistung basierend auf den Ergebnissen des ersten REMix-Laufs für alle Regionen außerhalb Deutschlands fixiert. Resultat ist damit die Änderung des kostenminimalen Energiesystemdesigns in Deutschland unter Berücksichtigung der Betriebsentscheidungen dezentraler Akteure.

Tabelle 7: Datenaustausch von REMix zu AMIRIS

	Parameter	REMix	Umwandlung	AMIRIS
Global	CO ₂ Preise	Skalar [k€/t]	Skalar zu Zeitreihen	Zeitreihen [k€/t]
	Brennstoffpreis	Skalar [k€/MWh _{th}]	Skalar zu Zeitreihen	Zeitreihen [k€/MWh _{th}]
	Brennstoff-spezifische CO ₂ -Emissionen	Skalar [t/MWh _{th}]	-	Skalar [t/MWh _{th}]
Nachfrage	Gesamtnachfrage Deutschland (D_t^{total})	Zeitreihen [GWh]	$(D_t^{conv} + D_t^{hp} + D_t^{eBoiler} + D_t^{eCars} + E_t^{export} - E_t^{import} + Z_t^{C,stor} - Z_t^{D,stor} + L_t^{trans}) * 10^3$	Zeitreihen [MWh]
	Prosumer in Deutschland (D_t^{AP})	Zeitreihen [GWh]	$* 10^3$	Zeitreihen [MWh]
	Andere Verbraucher in Deutschland (D_t^{OPC})	-	$D_t^{total} - D_t^{AP}$	Zeitreihen [MWh]
Speichersysteme	Speicherconverter Leistung	Skalar [GW]	$(* 10^3)$ zu Zeitreihen	Zeitreihen [MW]
	Energy-to-power-ratio	Skalar [TWh]	$* 10^6$ / Speicherconverter Leistung [MW]	Skalar [h]
	Wirkungsgrad (Laden)	Skalar [-]	-	Skalar [-]
	Wirkungsgrad (Entladen)	Skalar [-]	-	Skalar [-]
Kraftwerke	Installierte Leistung	Skalar [GW]	$(* 10^3)$ zu Zeitreihen	Zeitreihen [MW]
	EE Profil	Zeitreihen [GWh]	(Stromerzeugung + Abregelung) $* 10^3$ / Installierte Leistung [MW]	Zeitreihen [-]
	Betriebskosten	Skalar [k€/MWh]	$* 10^3$	Skalar [€/MWh]
	Verfügbarkeitsfaktor	Skalar [-]	Skalar zu Zeitreihen	Zeitreihen [-]
	Wirkungsgrad (Min)	Skalar [-]	Skalar zu Zeitreihen	Zeitreihen [-]
	Wirkungsgrad (Min)	Skalar [-]	Skalar zu Zeitreihen	Zeitreihen [-]

D_t^{total} : Gesamtstromnachfrage Deutschland, D_t^{AP} : Stromnachfrage von Prosumer, D_t^{OPC} : Stromnachfrage aller Verbraucher außer Prosumern, D_t^{conv} : Konventionelle Stromnachfrage, D_t^{hp} : Strombedarf von Wärmepumpen, $D_t^{eBoiler}$: Strombedarf von Elektrokesseln, D_t^{eCars} : Strombedarf von E-Autos, E_t^{export} : Stromexport aus Deutschland, E_t^{import} : Stromimport nach Deutschland, $Z_t^{C,stor}$: Geladene Strommenge durch Speichersysteme, $Z_t^{D,stor}$: Entladene Strommenge durch Speichersysteme, L_t^{trans} : Übertragungsnetzverluste

4 EINSATZ DER MODELLE FÜR SZENARIOANALYSEN

4.1 SZENARIENMODELLIERUNGEN ^(DLR)

4.1.1 BETRACHTETE FRAGESTELLUNGEN UND SZENARIEN

Ziel der im Folgenden dargestellten Szenariomodellierungen ist die Untersuchung des Europäischen Stromversorgungssystems mit 100% erneuerbaren Energien unter Berücksichtigung von strategischen, politischen Zielen, welche in Form von zusätzlichen Restriktionen im NTVR-Modell (siehe 3.3.1) berücksichtigt sind. Eine besondere Rolle spielt hierbei die Verfügbarkeit von importiertem oder national erzeugtem grünen Wasserstoff.⁸

4.1.2 ERGEBNISSE DER ENERGIESYSTEMMODELLIERUNG

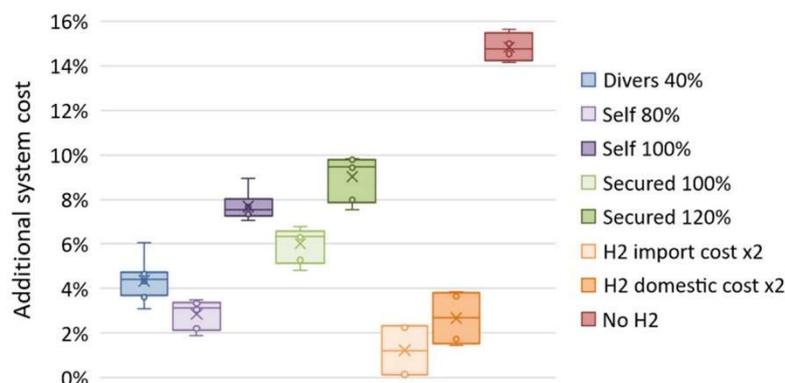


Abbildung 30: Mit REMix berechnete zusätzliche Gesamtsystemkosten durch politische Restriktionen und höhere Kosten für Wasserstoffinfrastruktur und -import

Abbildung 30 zeigt die zusätzlichen Gesamtsystemkosten durch die Implementierung von politischen Restriktionen und höheren Kosten für Wasserstoffinfrastruktur und -import. Eine Eigenversorgung von mindestens 80% in jedem Land verursacht zusätzliche Kosten von 2 bis 3%. Eine vollständige Eigenversorgung ist mit 7 bis 9% deutlich teurer. Im Vergleich dazu ist der Unterschied zwischen einer geforderten gesicherten Leistung von 100% und 120% geringer. Wenn die Kosten für importierten Wasserstoff oder für die Infrastruktur zur Erzeugung von Wasserstoff verdoppelt werden, steigen die Gesamtsystemkosten um maximal 4%. Die höchsten zusätzlichen Kosten werden verursacht, wenn kein Wasserstoff zur Rückverstromung zur Verfügung steht. Hierbei steigen die Systemkosten um 14 bis 16%. Neben den Kosten hat die Verfügbarkeit von Wasserstoff auch einen Einfluss auf die Lösbarkeit des Energiesystems unter politischen Restriktionen. In Energiesystemen ohne Wasserstoffrückverstromung ist vor allem die Bereitstellung von gesicherter Leistung eine Herausforderung, sowohl technisch als auch wirtschaftlich.

⁸ Sämtliche Inhalte dieses Kapitels basieren auf (Sasanpour et al. 2021) und sind dort in wesentlich größerem Umfang publiziert und beschrieben.

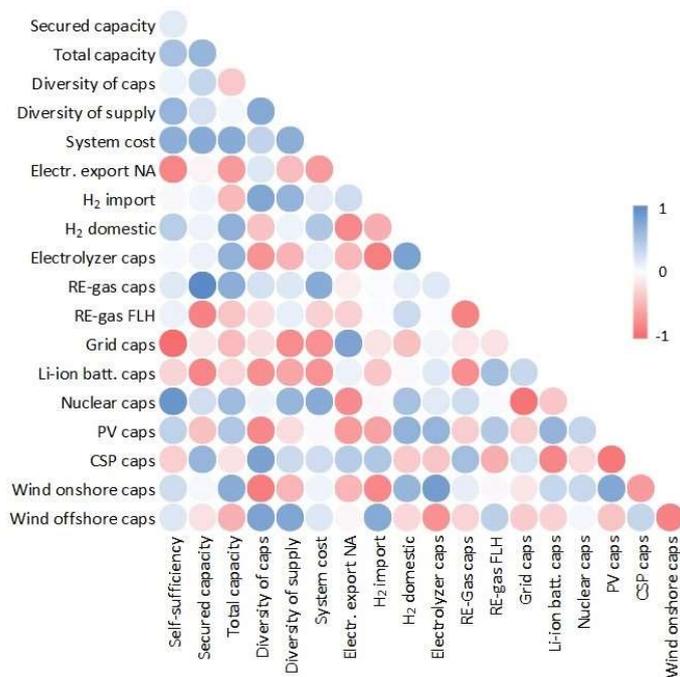


Abbildung 31: Mit REMix berechnete Struktur des EUMA-Energiesystems für unterschiedliche Szenariovarianten

Abbildung 31 stellt die Interdependenzen der strategischen Politikziele und der Struktur des EUMA-Energiesystems für die Szenarien mit Wasserstoffrückverstromung dar. Durch einen höheren Grad an Eigenversorgung der einzelnen Länder werden weniger Stromnetze benötigt. Gleichzeitig sinkt auch die Abhängigkeit Europas von den Maghreb-Staaten, während Atomkraftwerke in manchen Ländern vermehrt genutzt werden. Zur Bereitstellung von gesicherter Leistung werden vor allem Wasserstoff- und CSP-Kraftwerke vermehrt ausgebaut. Dabei steigt die Nutzung der Wasserstoffkraftwerke in einem deutlich geringeren Umfang, weswegen ihre Volllaststunden sinken. Höhere Wind-Onshore-Kapazitäten führen zu einem erhöhten Ausbau und einer stärkeren Auslastung von Elektrolyseuren, wodurch mehr Wasserstoff in den Ländern erzeugt und weniger importiert wird. Um ein Energiesystem mit höherer Technologiediversität zu erhalten, werden statt PV- und Wind-Onshore-Anlagen vermehrt CSP- und Wind-Offshore-Anlagen ausgebaut. Durch die höhere gesicherte Leistung dieser Technologien werden weniger Batteriespeicher und insgesamt geringere Kraftwerkskapazitäten benötigt. Dadurch sinkt gleichzeitig die Erzeugung von Wasserstoff in der EUMA-Region, während die Wasserstoffimporte steigen.

4.2 AUSBAU UND AUSFALL VON STROMÜBERTRAGUNGSLEITUNGEN (DLR)

Ziel der hier beschriebenen Untersuchungen ist eine beispielhafte Demonstration der entwickelten Methodik zur Berücksichtigung des Ausbaus bzw. Ausfalls von Stromübertragungsleitungen auf die sich ergebenden Leistungsflüsse bzw. perspektivisch betrachtet das mit einem ESOM bestimmbare Energiesystemdesign. Für die Demonstration wird eine REMix-Instanz verwendet, die auf dem IEEE RTS 24-Bus-Testsystem basiert (siehe Abbildung 32).⁹ Unter Annahme einer um $\frac{2}{3}$ reduzierten Übertragungskapazität im Vergleich zum Original-Testsystem, ergeben sich die darin

⁹ Sämtliche Inhalte dieses Kapitels basieren auf (Gamba Cárdenas 2021) und sind dort in wesentlich größerem Umfang und mit höherer Detailtiefe beschrieben.

farblich hervorgehobenen neuen Leitungen bei Nutzung der neuen Netzausbauplanungsmethode. Insgesamt findet Netzausbau für zehn Leitungen statt.

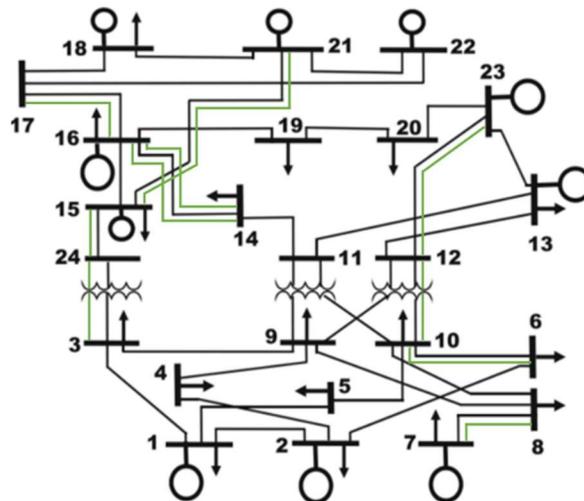


Abbildung 32: Topologie des verwendeten Testsystems zur Demonstration der in REMix implementierten Methode zur Netzausbauplanung

Im Vergleich zur vereinfachten Netzausbauplanungsmethode (als reines lineares Optimierungsproblem), die bisher den Standard in REMix darstellt, lässt sich bemerkenswerterweise für dieses Beispiel eine Reduktion der sich ergebenden Systemkosten beobachten (im verwendeten Testsystem von 29,99 Mrd. USD auf 29,88 Mrd. USD). Bei Nutzung einer gemischt-ganzzahligen Problemformulierung sind gegenüber der linearen Optimierung per se höhere Kosten für den Netzausbau zu erwarten. Im aktuellen Fall wird der Effekt jedoch dadurch kompensiert, dass sich durch die bisher unberücksichtigte Anpassung des Blindleitwertes und die sich dadurch ändernde Verteilung der Leistungsflüsse Netzausbau zum Teil vermeiden lässt.

In einem nächsten Schritt wird der Netzausbau für den Fall betrachtet, dass der Ausfall von Leitungen mittels der LODF-basierten Methodik (siehe Kapitel 3.3.3) ebenfalls berücksichtigt wird. Tabelle 8 zeigt hierfür die Ergebnisse, wenn eine Ausfallsicherheit für eine Auswahl von drei Leitungen angestrebt ist, deren Ausfall jeweils zu den meisten Überlastungen führen würde (linke Spalte). Im Vergleich dazu ist in der rechten Spalten von Tabelle 8 der benötigte Netzausbau zu sehen, für den Fall einer Ausfallsicherheit auf jeder Leitung des betrachteten Netzes.

Neben den erwartbaren höheren Kosten für Investitionen in weitere Übertragungsleitungen ist ebenfalls auffällig, dass sich bei vollständiger Ausfallsicherheit die erforderliche Rechenzeit zum Lösen der Modellinstanz um mehr das 100-fache erhöht. Dabei ist zu beachten, dass dies bereits für das simple, hier untersuchte Testsystem und die bisher in REMix genutzte, vereinfachte Methodik für die Ausbauplanung zutrifft. Für eine Übertragung auf größere REMix-Instanzen, wie das PowGER-Modell, lässt sich somit feststellen, dass selbst bei linearer Skalierung der Rechenzeit mehrere Wochen zum Lösen des so erweiterten Modells notwendig würden.

Tabelle 8: REMix-Ergebnisse des Netzausbaus für IEEE RTS-24 Bus-Testsystem unter Berücksichtigung von möglichen Leitungsausfällen

	Sicherer Netzausbau bei Ausfall der 3 kritischsten Leitungen			Sicherer Netzausbau bei Einzelausfall aller Leitungen			
Ausgebaute Leitungen	3-9	14-16	1-2	5-10	10-12	13-23	16-17
	3-9	14-16	1-5	6-10	10-12	14-16	16-19
	6-10	15-16	2-4	6-10	11-13	14-16	17-18
	6-10	16-17	2-6	8-9	11-14	15-16	17-18
	7-8	16-17	2-6	8-9	11-14	15-16	17-18
	7-8	16-17	3-9	8-10	11-14	15-21	17-22
	9-11	17-18	3-9	8-10	12-13	15-24	18-21
	10-12	17-18	3-24	9-12	12-23	15-24	20-23
	11-14	17-18	3-24	10-11	12-23	16-17	21-22
	12-23	18-21	4-9	10-11	12-23	16-17	
Anzahl Leitungen	20			49			
Systemkosten in Mrd. USD	31,62			33,10			
Rechenzeit in s	276,9			30284,5			

4.3 ANWENDUNGSFALL DER KOPPLUNG DES ÜBERTRAGUNGSNETZMODELLS MIT REMIX ^(IFK)

Die in Kapitel 3.4 beschriebene Kopplung wurde für die Untersuchung der Lösbarkeit des AC-Lastflussproblems der ESOM-Ergebnisse verwendet. Für drei ausgewählte räumliche Auflösungen (44r, 84r und 134r), wurden die PowGER-Ergebnisse des initialen Kopplungsschrittes ausgewertet. Das heißt, es wurde für die TYNDP-2020 Topologie und Szenario eine stündliche Einsatzplanung mit PowGER durchgeführt. Die Ergebnisse der Einsatzplanung in stündlicher Auflösung wurden einerseits bezüglich der Abhängigkeit der Konvergenzeigenschaften der AC-Lastflussberechnung von der räumlichen Auflösung untersucht. Andererseits wurden der Leistungsaustausch mit dem Ausland und die Gesamterzeugung als aggregierte Größen ausgewählt, um statistisch die Veränderung der zulässigen Bereiche für ESOM und AC-Lastflussberechnung mit der räumlichen Auflösung zu bewerten. Basierend darauf wurden die Gründe für diese Veränderung interpretiert (Alaya et al. 2023).

4.3.1 EINFLUSS DER RÄUMLICHEN AUFLÖSUNG AUF DIE LÖSBARKEIT DES AC-LASTFLUSSPROBLEMS

Für die drei oben ausgewählten räumlichen Auflösungen für PowGER wurde jeweils eine stündliche AC-Lastflussberechnung durchgeführt. Die Lastflussberechnung hat zwei Schleifen, wie in Kapitel 3.4.2 beschrieben. Wenn die innere Schleife, also das Newton-Raphson Verfahren, konvergiert, wird der NNF als konvergent bezeichnet. Die äußere Schleife versucht etwaige auftretenden Grenzverletzungen (in Bezug auf Spannung und/oder Blindleistung) zu beheben.

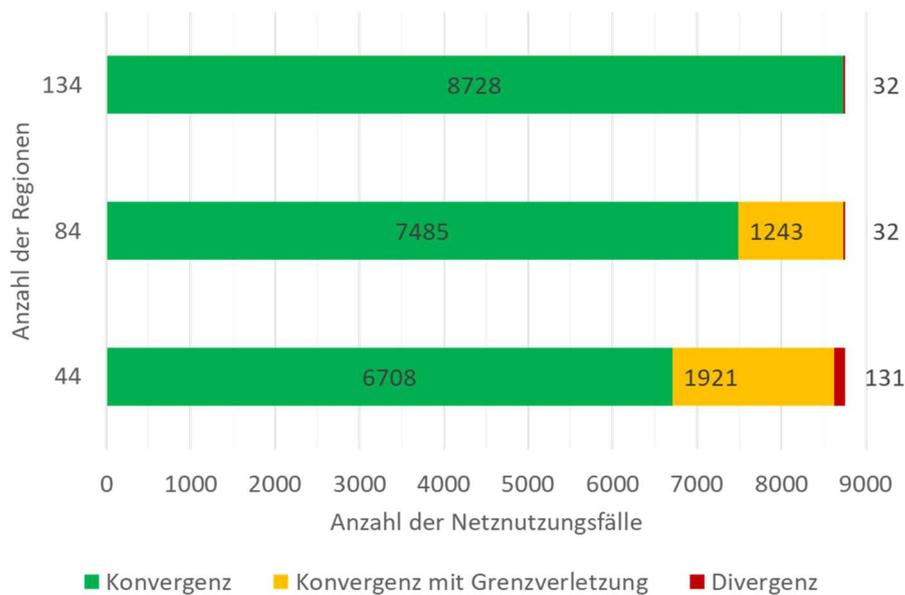


Abbildung 33: Abhängigkeit der Konvergenz der Lastflussberechnung von der räumlichen Auflösung

Abbildung 33 zeigt die Konvergenzeigenschaften der Ergebnisse für die drei ausgewählten räumlichen Auflösungen. Bei der kleinsten Auflösung (44r) konvergiert die Lastflussberechnung unter Einhaltung der Spannung- und Blindleistungsgrenzen für ca. 76,6% der NNF im Jahr. Bei ca. 21,9% der wäre das Lastflussproblem ohne Berücksichtigung der Spannung- und Blindleistungsgrenzen lösbar. Somit wäre das lineare DC-Lastflussproblem, was oft bei ESOMs verwendet wird, für mehr als 98,5% der NNFs lösbar. Wird die Auflösung nahezu verdoppelt (84r) steigt die prozentuale Anzahl der konvergenten NNFs auf 85,4%, was 777 NNFs (ca. 32x24 Stunden) mehr als bei der kleinsten Auflösung entspricht. Die meisten neu konvergierende NNFs (678) waren auch bei der kleinsten Auflösung AC-lösbar, allerdings ohne Einhaltung der Grenzen. Dies zeigt den Nutzen der AC-Untersuchung, da eine DC-Untersuchung diese Effekte nicht berücksichtigen kann. Bei der größten Auflösung (134r) konvergieren die meisten NNFs (~99,6%), mit Einhaltung der Grenzen. Somit ist diese Auflösung geeignet für die Lösung der Einsatzplanung in PowGER.

Die Konvergenzprobleme bei den kleineren Auflösungen können an zwei Hauptgründen liegen:

- Die Art der Disaggregation der regionalen Ergebnisse auf knotenscharfen Einsatz
- Die Überschätzung der Transfer- und Erzeugungskapazitäten (ohne Verursachung von Engpässen) bei niedriger räumlicher Auflösung

Der erste Punkt beeinflusst nicht direkt die Kopplung mit ESOM. Die Transfer- und Erzeugungskapazitäten sind dagegen ESOM-Nebenbedingungen und beeinflussen die Kopplung direkt.

4.3.2 VERÄNDERUNG DER ZULÄSSIGEN ESOM- UND AC-LASTFLUSSBEREICHE MIT DER RÄUMLICHEN AUFLÖSUNG

Um den Einfluss der räumlichen Auflösung von ESOM auf die Transfer- und Erzeugungskapazität zu untersuchen, wurden für jeden NNF die folgenden drei summarischen Größen ermittelt: Gesamtlast, Gesamterzeugung und Transfer mit dem Ausland.

Abhängigkeit des ESOM-zulässigen Bereichs von der räumlichen Auflösung

Als erstes wurden die Eigenschaften des Modells PowGER für die drei ausgewählten räumlichen Auflösungen statistisch ausgewertet. Während sich die Gesamtlast durch die Auswahl der räumlichen Auflösung nicht verändert, variiert die Gesamterzeugung und dadurch die gesamte Transferleistung mit dem Ausland. Abbildung 34 zeigt folgende Eigenschaften der PowGER-Ergebnisse:

- Nichtparametrische Schätzungen der Dichtefunktion der Last über das Jahr (im oberen Teil der Abbildung)
- Nichtparametrische Schätzungen der Dichtefunktion der Erzeugungsverteilung über das Jahr (im rechten Teil der Grafik). Es sind drei Verteilungen dargestellt, jeweils eine Verteilung je räumliche Auflösung.
- Für jede räumliche Auflösung erfolgt eine Schätzung des zweidimensionalen Bereichs, in dem alle NNF liegen.

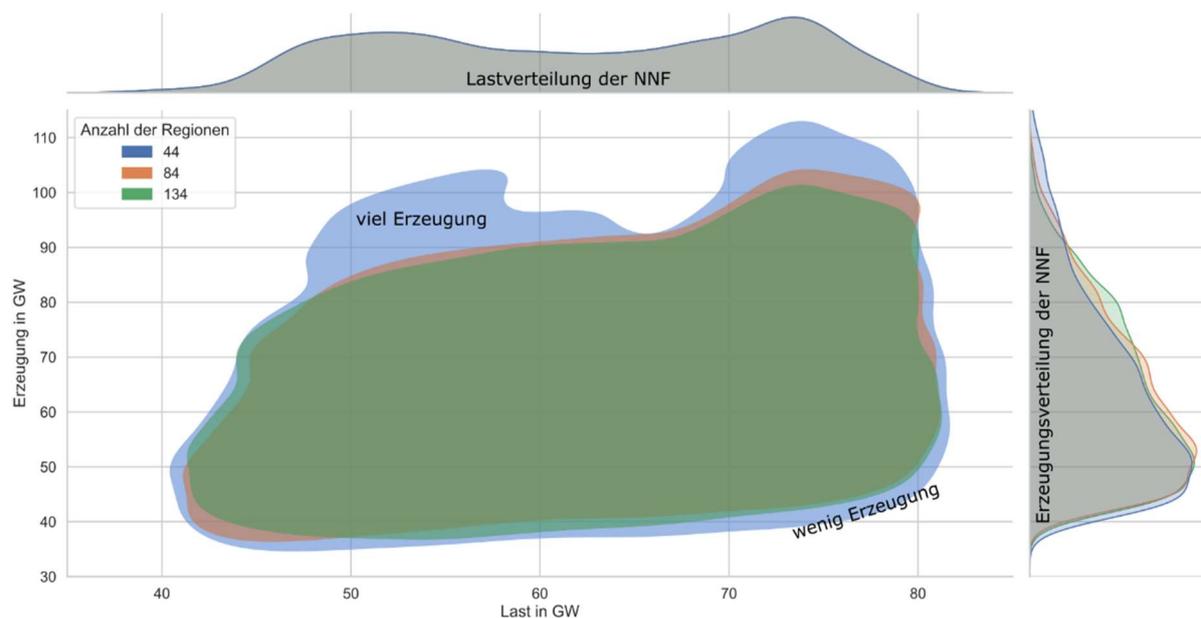


Abbildung 34: Zulässiger Bereich der Gesamterzeugung in Abhängigkeit von der Gesamtlast und räumlichen Auflösung

Die Verteilung der Erzeugung weist bei der räumlichen Auflösung 44r zwei Bereiche auf, die bei den anderen Verteilungen nicht auftreten. Der erste Bereich ist durch viel Erzeugung (90 bis über 110 GW) gekennzeichnet. Das zeigt, dass die Übertragungsfähigkeit ins Ausland in diesem Bereich durch die kleine Auflösung überschätzt wurde, so dass eine höhere Erzeugungsleistung geplant wurde als entsprechend der AC-Lastflussnebenbedingungen zulässig wäre. Der zweite Bereich repräsentiert im Gegensatz dazu NNF mit wenig Erzeugung. In der unteren rechten Ecke dieses Bereiches ist die Last bei über 80 GW, während die Erzeugung nur bei 40 GW liegt. Dieser Bereich

erscheint bei grober räumlicher Auflösung zulässig, weil die Importfähigkeit des Netzes überschätzt wird.

Diese Effekte sind in Abbildung 35 deutlicher erkennbar. Die kleine Auflösung sorgt also für eine Überschätzung bzw. Unterschätzung der Transferkapazitäten und hierdurch für eine Über- bzw. Unterschätzung der zulässigen Erzeugung. Denn für eine kleinere räumliche Auflösung werden die Transferkapazitäten von einzelnen Leitungen aufsummiert. Die Engpässe, die durch den Leistungsaustausch in einzelnen Leitungen entstehen können, werden dabei jedoch nicht berücksichtigt.

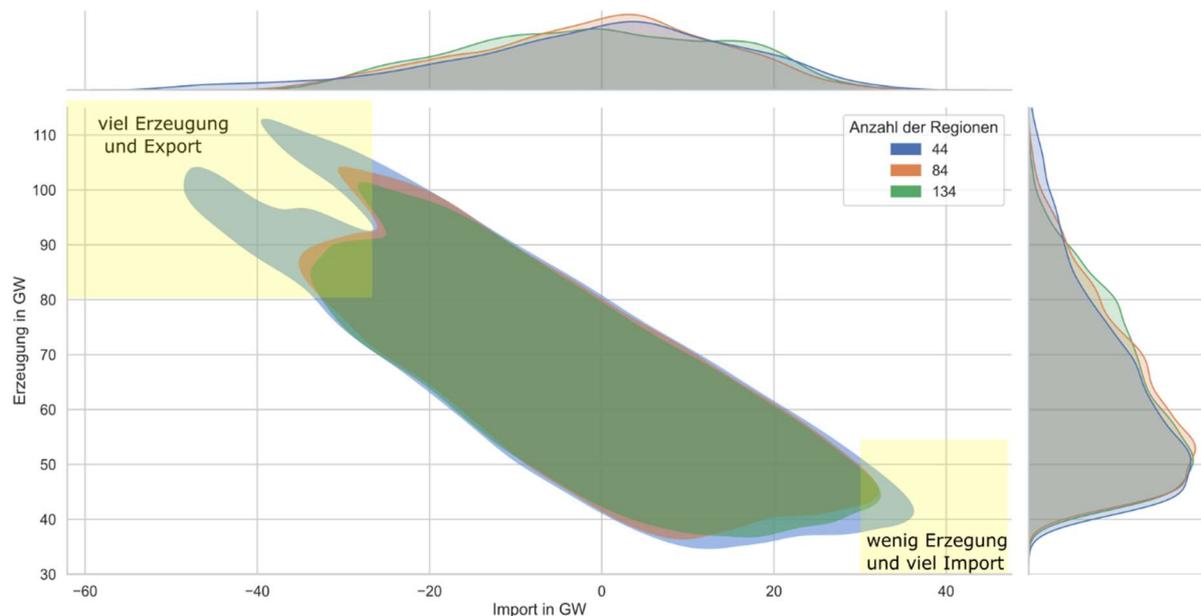


Abbildung 35: Zulässiger Bereich der Import/Gesamterzeugung in Abhängigkeit von der räumlichen Auflösung

Abhängigkeit der Konvergenzeigenschaften des Lastflussproblems von Randbedingungen

Zum besseren Verständnis der Konvergenzeigenschaft der Lastflussberechnung wurde zusätzlich die Abhängigkeit der Lastflussberechnung vom Leistungsaustausch mit dem Ausland und von der gesamten Erzeugung analysiert. Hierfür wurden alle NNF der drei räumlichen Auflösungen (3x 8760 NNF) als Datengrundlage verwendet. In Abbildung 36 sind der Austausch mit dem Ausland und die Erzeugung der auftretenden NNF als Punktwolke dargestellt. Die NNF, bei denen die Lastflussberechnung nicht lösbar ist, sind als rote Kreuze dargestellt. Es ist erkennbar, dass bei den NNF mit übermäßig viel Erzeugung und viel Export die AC-Lastflussberechnung nicht lösbar ist. Diese Stunden treten insbesondere bei der kleinsten räumlichen Auflösung (44r) auf.

Zusammengefasst gilt: Eine „zu“ klein gewählte räumliche Auflösung führt zur Überschätzung der Transferkapazitäten. Diese führt zu ESOM-Ergebnissen, die in höherer Auflösung nicht ESOM-zulässig sind. Das führt wiederum zur Nichtlösbarkeit der AC-Lastflussberechnung.

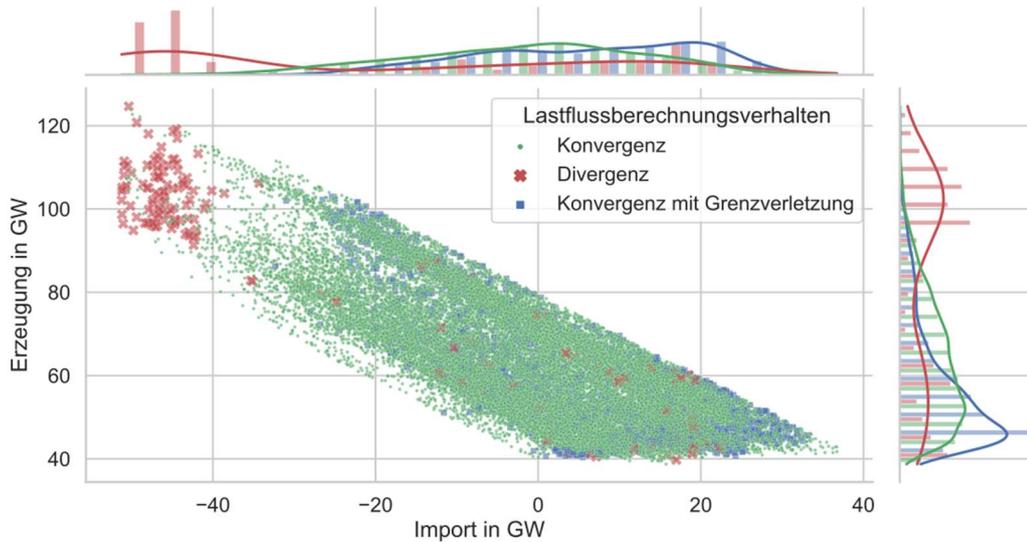


Abbildung 36: Abhängigkeit der Konvergenzeigenschaften von der Gesamterzeugung und vom Leistungsaustausch mit dem Ausland

Der Hauptunterschied der Lösbarkeit der Lastflussberechnung für die räumlichen Auflösungen „84r“ und „134r“ ist, dass bei der kleineren Auflösung für 14,6% der NNF die Lastflussberechnung zwar konvergiert, aber die Grenzen nicht eingehalten werden (Abbildung 33). Um die Hauptgründe der Nichtkonvergenz zu verstehen, zeigt Abbildung 37 die Verteilung der Erzeugung und des Imports für die Auflösung „84r“. Die NNF, bei denen die Grenzen nicht eingehalten werden, sind hauptsächlich NNF mit niedriger Gesamterzeugung und mit hohem Import. Bei diesen NNF ist das Netz nicht in der Lage, mit den lokalen Blindleistungsquellen die Spannung einzuhalten. Der hohe Import trägt nicht zur Spannungshaltung bei, da der Import als externe Einspeisung mit konstantem Verhältnis zwischen Blindleistung und Wirkleistung ($\cos \varphi = 0,99$) modelliert ist.

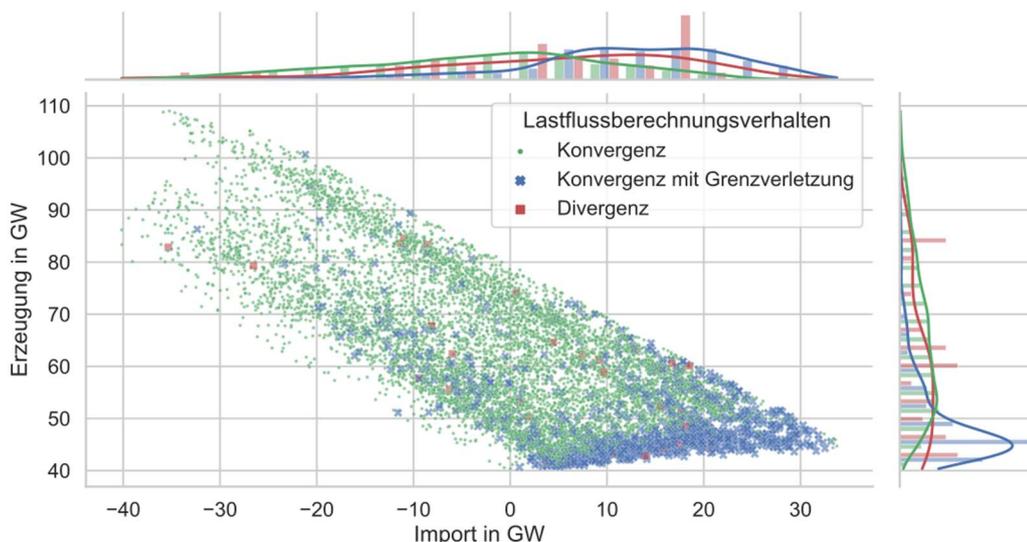


Abbildung 37: Abhängigkeit der Konvergenzeigenschaften von der Gesamterzeugung und vom Leistungsaustausch mit dem Ausland für die räumliche Auflösung 84r

4.4 ANWENDUNGSFALL FÜR MODELLIERUNGEN MIT PANDAPOWERPRO ^(IEE)

4.4.1 ANWENDUNGSFALL ÜBERBLICK

Für eine umfassende Untersuchung des Einflusses der Verteilnetzausbaukosten auf die Energiesystemoptimierung wurde im ersten Schritt die Vielzahl an Möglichkeiten für zu betrachtende Anwendungsfälle diskutiert. Dabei wurden als Parameter Sektorenkopplungstechnologien sowohl mit als auch ohne Netzbezug gewählt, sowie weitere Parameter bestimmt.

Es wurden für die Anwendungsfälle fünf mögliche flexible Akteure definiert und deren Folgen für das Verteilnetz betrachtet. Dazu zählen, PV-Batteriespeicher, Wärmepumpen, Elektromobilität, H₂-Mobilität und Infrastrukturen wie Gas- und Wärmenetze. Neben der Art der flexiblen Akteure können auch noch andere Komponenten und Modellparameter einen Einfluss auf die Ergebnisse haben und sollten im Rahmen von Sensitivitäten betrachtet werden. Dazu zählen Netzausbaukosten, das verwendete Netz, die Art der Modellverknüpfung, der zeitliche Horizont, die betrachtete Netzebene, die Lokation der flexiblen Anlage und deren relative Positionierung.

Für einen konkreten Anwendungsfall wurde folgendes definiert:

Die Netzausbaukosten werden basierend auf konventionellem Netzausbau berechnet. Dazu zählen der Austausch von Leitungen bei Spannungsverletzungen und Leitungsüberbelastung. Parallelverlegungen von Kabeln sind nicht möglich, da Maschen vermieden werden sollen. Allerdings kann die Auftrennung von Leitungen mit eingebunden werden, sowie auch der Austausch von Transformatoren und die Veränderung der Tappositionen. Topologieänderungen und Topologieoptimierungen wurden nicht in die Analyse mit eingebunden.

Für die quantitative Analyse werden SimBench-Netze verwendet. Die Modellverknüpfung mit REMix basiert auf der Ableitung diskreter mathematischer Zusammenhänge je Technologie. Die Methode soll unabhängig vom Zeithorizont sein und vielmehr auf dem relativen Zubau von Technologien aufbauen. Auf diese Weise kann REMix die Zuordnung der Ergebnisse von pandapowerPro nicht nur für ein Stützjahr verwenden, sondern immer dann, wenn der relative Zubau passt. Die folgende Tabelle zeigt weitere Annahmen für den Anwendungsfall.

Tabelle 9: Annahmen für den Anwendungsfall mit pandapowerPro

	Netzebene	Betriebsweisen	Lokation	Positionierung
PV-Batteriespeicher	NS, MS, HS	Eigenverbrauchsoptimiert	Dezentral	Direkt bei PV-Anlage/Verbraucher
Wärmepumpen	NS, MS	SOC-geregelt, abhängig vom Wetter	Dezentral	Direkt bei Verbraucher
Elektromobilität	NS, MS	SOC-geregelt, abhängig vom Benutzer	Dezentral	Haushalt und Arbeitsplatz
H ₂ -Mobilität	MS, HS	Vergleichbar mit E-Kfz	dezentral	Tankstellen
Gas-Wärmenetze	Nicht relevant	Nicht vorhanden	Nicht relevant	Nicht vorgesehen

4.4.2 MODELLIERUNG IN PANDAPOWERPRO

Für die Berechnung der Netzausbaukosten im Verteilnetz wurde die Software pandapowerPro genutzt. Im Rahmen der automatisierten Netzausbauplanung wurde eine Funktion entwickelt, welche die SimBench-Verteilnetze einschließlich ihrer Ausbauplanungskosten mit der oben beschriebenen Methode den Gemeinden in Deutschland zuordnet. Diese Gemeindeauflösung wird dann anteilig den in REMix definierten Regionen zugeordnet. Die neuen Funktionen beinhalten vor allem eine automatisierte Verknüpfung und Anbindung der SimBench-Netze an die Netzausbauplanung. Für alle Netze werden zunächst anhand von prozentualen Zubauzahlen Erzeuger und Verbraucher hinzugefügt. Dabei wird hier pandapowerPro nicht mit vorgegebenen Zubauwerten gerechnet, sondern der Anteil an Erzeugern und Verbrauchern in 10%-Schritten erhöht. Das Modul ist so von konkreten Stützjahren und Ausbauplänen unabhängig. Die Stützjahre werden nur von REMix genutzt und die Verteilnetzkosten auf diese Weise konsistent durch das Energiesystemoptimierungsmodell umgesetzt.

Für jede Netzebene in den SimBench-Netzen wurde basierend auf der bereits integrierten Anzahl und Leistung der Verbraucher und Erzeuger ein bestimmter Prozentsatz an neuen, erneuerbaren Erzeugungskapazitäten und neuen Verbrauchern zugebaut. Der daraus folgende notwendige Ausbau der Netze und die damit verbundenen Investitionen wurden mit Hilfe von pandapowerPro berechnet. Die dabei genutzten Annahmen sind oben beschrieben, die Ergebnisse sind in den folgenden Abbildungen dargestellt. Je nach Netztyp gibt es für unterschiedliche Ausbauszenarien keine Modelllösungen. Das resultiert daraus, dass unter Verwendung der in der automatisierten Netzausbauplanung von pandapowerPro hinterlegten Maßnahmen nicht alle Grenzwertverletzungen behoben werden können. Innerhalb des Projekts wurden diese Ausbaukonstellationen nicht weiter betrachtet. Zur Lösung dieser Fälle bedarf es einer Erweiterung des Maßnahmenkatalogs der Netzausbauplanungssoftware. Vielversprechende Methoden könnten an dieser Stelle Leitungsauftrennungen oder Stationsneuplanungen sein.

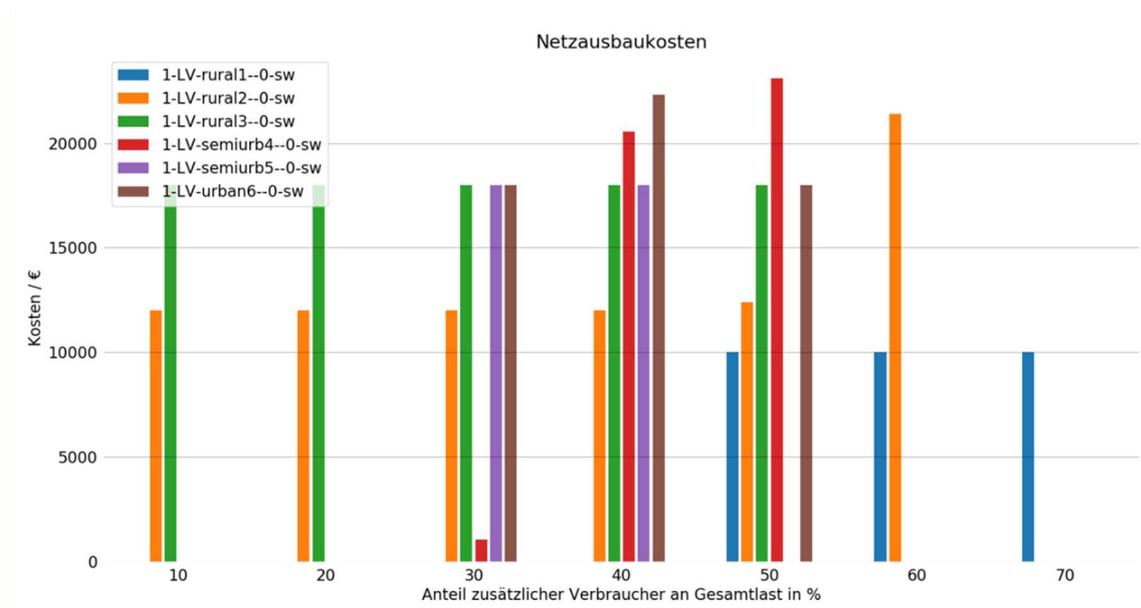


Abbildung 38: Ausbaukosten für die SimBench-Niederspannungsnetze (LV). Der Zubau von Verbrauchern wurde in 10%-Schritten relativ zum Ausgangswert angenommen

In Abbildung 38 sind die berechneten Ergebnisse der Ausbaurkosten in Euro für die unterschiedlichen Typen der SimBench-Niederspannungsnetze dargestellt. Die Ergebnisse wurden jeweils für einen Zubau von Verbrauchern in 10%-Schritten berechnet. Was auffällt ist, dass nicht für alle Netztypen bei jeder Zubaustufe eine Modelllösung gefunden wurde. Im besten Fall konnte für das rural2-Netz (orange) nur ein Zubau von 70% nicht mehr gelöst werden. Einigen Netzen wie dem semiurb4 konnten jedoch nur für 30%, 40% und 50% Zubau die entsprechenden Netzausbaukosten zugeordnet werden.

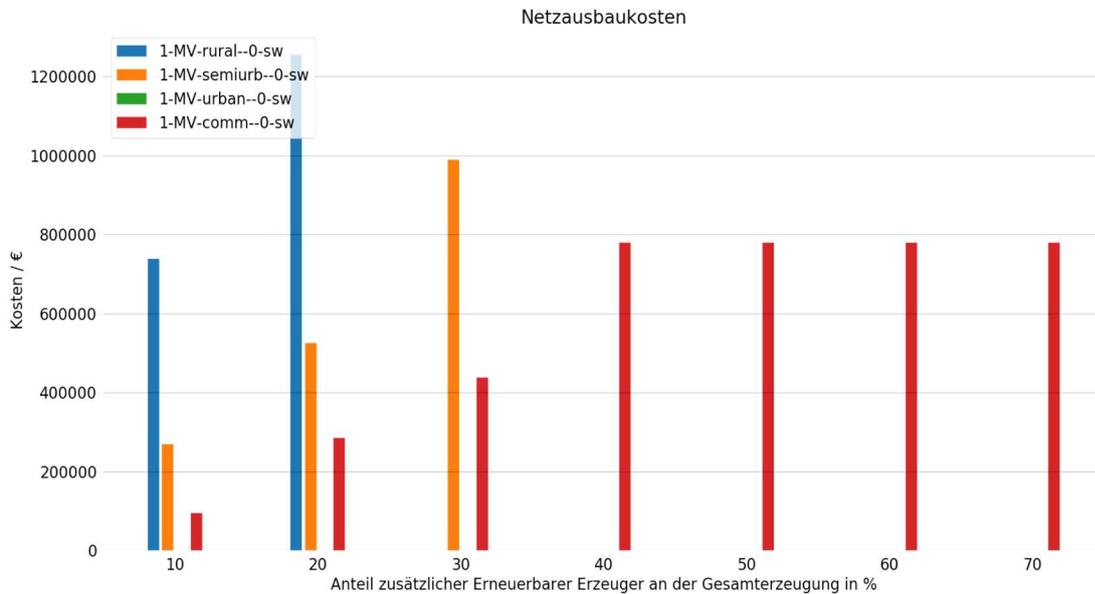


Abbildung 39: Netzausbaukosten für die SimBench-Mittelspannungsnetze (MV) bei zugebauten Erzeugungsanlagen

Für die Mittelspannungsnetze sind in Abbildung 39 die Netzausbaukosten je 10% zugebauten Erzeugerkapazitäten dargestellt. Hier konnten für die MS comm-Netze für alle getesteten Zubauschritte Kosten ermittelt werden, jedoch für die anderen nur bei kleinen Zubaumengen oder gar nicht.

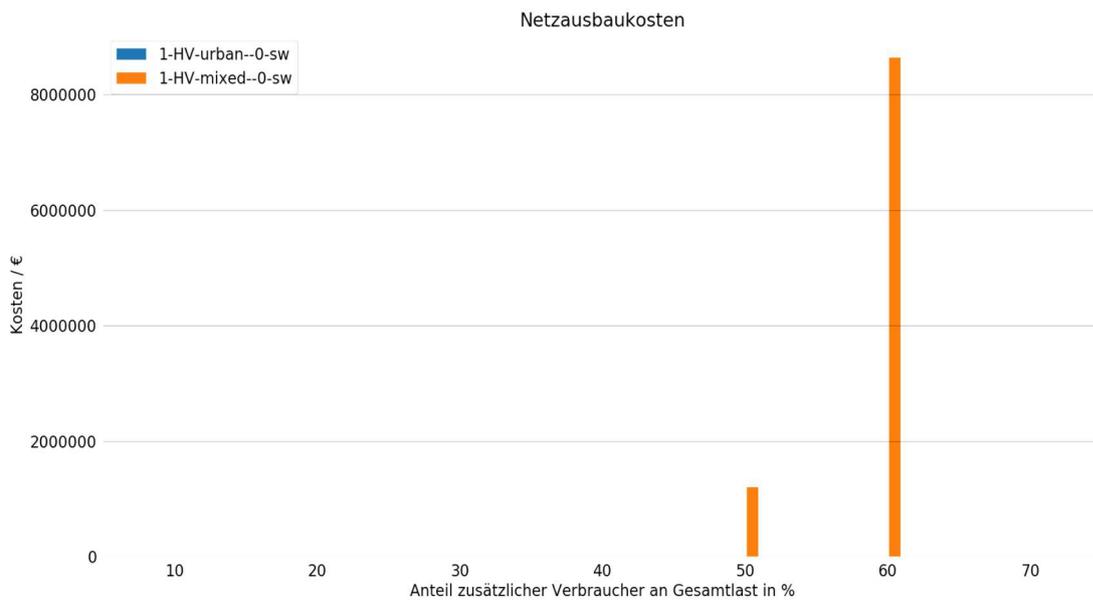


Abbildung 40: Netzausbaukosten für SimBench-Hochspannungsnetze (HV) bei Zubau Verbraucher

Die Ergebnisse für die Hochspannungsnetze sind noch schwieriger zu erzeugen. In Abbildung 40 und Abbildung 41 sieht man, dass nur für wenige Zubauschritte und Netztypen der Ausbauroptimierer konvergiert und Ergebnisse in Form von Netzausbaukosten liefert.

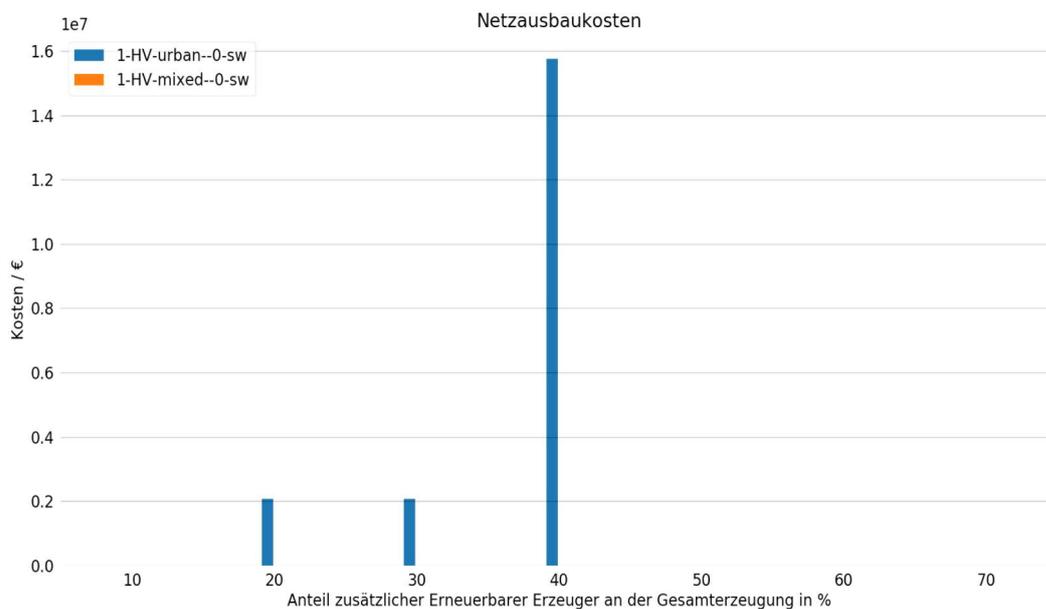


Abbildung 41: Netzausbaukosten für die SimBench-Hochspannungsnetze bei einem Zubau von Erzeugungsanlagen

4.4.3 ERGEBNISSE AUS DER REMIX-SYSTEMOPTIMIERUNG MIT UND OHNE VERTEILNETZAUSBAUKOSTEN

Die berechneten Ausbauskosten wurden trotz der aufgrund der methodischen Herausforderungen lückenhaften Ergebnisse an REMix übergeben und für eine erste Modellparametrierung einschließlich zusätzlicher Kosten auf Verteilnetzebene genutzt. Das Ziel war es, eine erste Vorstellung vom Einfluss dieser Kostenposition auf das berechnete Kostenminimum des Stromsystems zu bekommen. In

Abbildung 42 sieht man den Vergleich der installierten Kapazität an Erzeugungsanlagen pro BusID ohne und mit Verteilnetzausbaukosten. Die blaue Kapazität stellt die bereits installierte Kapazität dar, während die rot dargestellte Kapazität im REMix-Modell zugebaut wurde. Dargestellt sind keine absoluten Werte, sondern Anteile von 100%.

Damit kann gezeigt werden, dass grundsätzlich und wie erwartet unter Einbindung von Verteilnetzkosten weniger erneuerbare Erzeugungsanlagen zugebaut werden, da der Zubau, insbesondere von PV-Anlagen, zu mehr Verteilnetzausbau und damit zu höheren Kosten im Energiesystem führt. Diese haben derzeit noch keinen Einfluss auf die Verteilnetzinfrastuktur und sind deshalb im Verteilnetzbereich kostenneutral. Die zum Teil deutlichen Unterschiede zeigen, dass die heutigen Energiesystemmodelle die absoluten Systemkosten je nach Erzeugungssplitt in relevantem Maße unterschätzen. An dieser Stelle wird ein weitergehender Forschungsbedarf sichtbar, insbesondere bezüglich der möglichen Integration von hohen Anteilen der dezentralen PV-Stromerzeugung, wie sie in der Energiesystemanalyse diskutiert werden.

Betrachtet man die Übertragungskapazität der einzelnen REMix-Regionen (Abbildung 43) sieht man auch hier einen Unterschied in den Ergebnissen ohne und mit Verteilnetzausbaukosten. Anstatt verteilte Erzeugungsanlagen in verschiedenen Regionen zu installieren, wird teilweise auf eine größere Übertragungskapazität z.B. zwischen Nord- und Mitteldeutschland gesetzt.

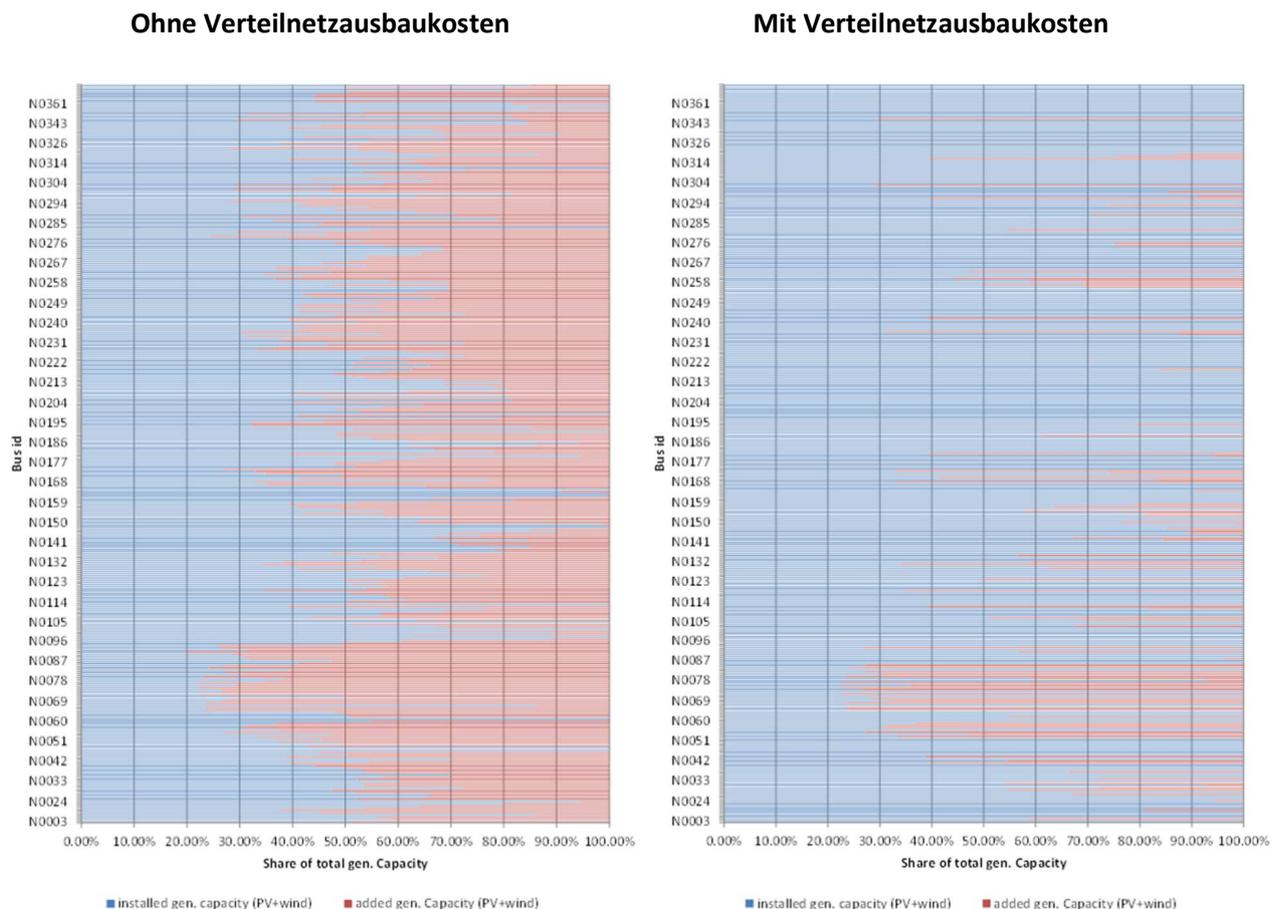
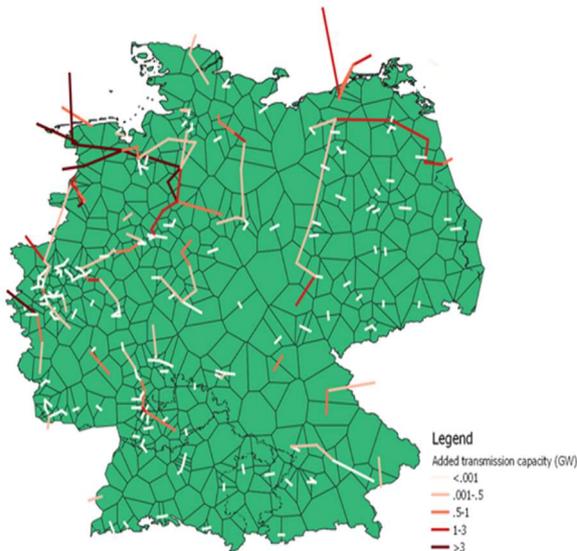
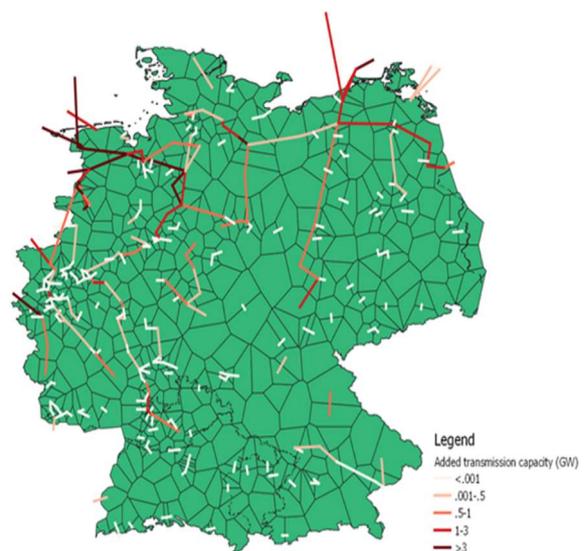


Abbildung 42: Mit REMix berechneter Ausbau zusätzlicher Erzeugungskapazitäten (PV und Wind) einmal ohne Verteilnetzkosten (links) und einmal mit (rechts)

Ohne Verteilnetzausbaukosten**Mit Verteilnetzausbaukosten****Abbildung 43: Übertragungskapazitäten zwischen den einzelnen REMix-Regionen, links ohne und rechts mit den Kosten für den Verteilnetzausbau**

In Tabelle 10 werden ergänzend weitere Kennzahlen aus den REMix-Berechnungen genannt. Es werden dabei weitere Unterschiede bei den beiden Varianten deutlich. Mit Berücksichtigung der Verteilnetzkosten steigen die CO₂-Emissionen an und es entsteht eine ungedeckte Last von 7 GWh bei einer gleichzeitig geringeren Abregelung der erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen. Die Übertragungsnetzkapazitäten verändern sich aufgrund des unterschiedlichen PV-Zubaus in den beiden Varianten.

Tabelle 10: Berechnete Kennwerte der REMix-Modellierungen mit und ohne Verteilnetzkosten

Kennzahl	Ohne Verteilnetzkosten	Mit Verteilnetzkosten
Kosten / Mrd. Euro	36,7	47,1
CO ₂ -Emissionen / Mio. t	63,5	72,1
Ungedeckte Last / GWh	0	7
Abregelung / TWh	35	28
Neue Speicher	keine	keine
Neue Gas-back-up-Systeme / GW	4	4

4.4.4 DISKUSSION DER METHODE

Eine neue Methode wurde entwickelt und umgesetzt, um den Effekt der Berücksichtigung von Verteilnetzausbaukosten auf die Energiesystemoptimierung zu testen. Ein Anwendungsfall wurde definiert und mit Hilfe von pandapowerPro und REMix berechnet. Ergebnisse zu den quantitativen Änderungen wurden ermittelt und ausgewertet. Allerdings wurden verschiedene Probleme bei der Berechnung der Netzausbaukosten und der Validierung der Hochrechnung sichtbar.

Die Berechnung der Netzausbaukosten war nicht für alle Zubauraten und Netztypen möglich. Die automatische Planung in pandapowerPro fand nur bei mittleren Zubauraten von 20 bis 50% Modellösungen. Die Zubauraten von mehr als 500%, die für die szenariobasierten Energiesystemmodellierungen mit REMix unter Annahme einer weitgehenden Transformation des Energiesystems hin zu erneuerbaren Energieträgern relevant werden, konnten nicht ansatzweise in der Modellierung der Verteilnetzebene abgebildet werden. Auch die Berechnung des definierten Anwendungsfalls war nur bedingt möglich. Zur Berechnung weiterer Anwendungsfälle muss die Netzmodellierung weiterentwickelt werden. Der Grund der derzeitigen Limitierungen kann in der Methodik oder in der realen Problematik liegen. Es könnte einerseits ein erster Hinweis darauf sein, dass die großen Mengen an zusätzlichen Erzeugern und Verbrauchern nicht einfach in die heutigen Verteilnetze integriert werden können. Andererseits bedingt die Nutzung von Typnetzen anstelle von echten Netzen immer große Unsicherheiten. Verallgemeinerungen von Netztypen bilden in einer individuell gewachsenen Verbundnetzstruktur nur bedingt die Realität ab.

Dies sieht man in einem Vergleich der Netzcharakteristiken. Ein Vergleich der Verteilung der Anzahl der Hochspannungsnetze je Höchstspannungsknoten, wie in Abbildung 44 dargestellt, zeigt starke Abweichungen vom Erwartungswert 1. Die Verteilung der SimBench-Netze stellt also keine reale Abbildung der deutschen Verteilnetze dar. Es muss bedacht werden, dass die SimBench-Netzdatenmodelle nicht für eine Hochrechnung auf ganz Deutschland entwickelt wurden. Die geografisch referenzierte Zuordnung der Netze war in der Erstellung der SimBench-Netze nicht vorgesehen. Die Erstellung der Netze ist also unabhängig von realen Regionen in Deutschland und weist nur die technischen Eigenheiten der deutschen Stromnetze auf, so dass es hier zu großen Unsicherheiten kommt. Ein Ansatz basierend auf mit Open-Street-Daten generierten Netzen in einer gemeinsamen Betrachtung mit den SimBench-Netzen könnte eine signifikante Verbesserung der Ergebnisse liefern.

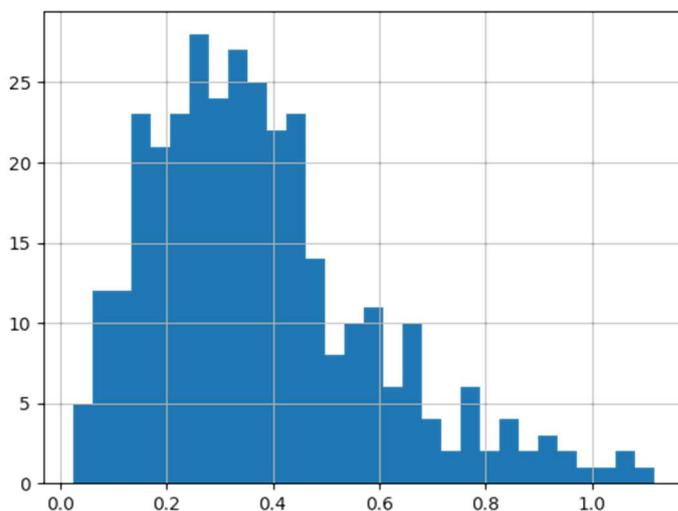


Abbildung 44: Verteilung der Anzahl der HS-Netze je HöS-Station (Erwartungswert 1), hier Durchschnitt 0,38 und Median 0,34

4.4.5 GIS-BASIERTE VERTEILNETZPLANUNG

Eine Betrachtung der entstehenden Kosten im Verteilnetz erfordert neben den Stromnetzausbaukosten zudem auch die Berücksichtigung von Kosten bei den Verbrauchern. In Wohnhäusern muss für den Einbau von Wärmepumpen die Gebäudestruktur häufig erst gedämmt und die Energieinfrastruktur im Haus saniert werden. Dies beinhaltet Maßnahmen wie den Einbau einer Fußbodenheizung zur Anpassung an die niedrigen Vorlauftemperaturen eines Wärmepumpensystems. Ein Verbraucher kann sich außerdem beliebig für ein neues System der Wärmeversorgung entscheiden. Dies geschieht oft aufgrund vorhandener Infrastruktur, wie Wärme- oder Gasnetze. Eine sektorenübergreifende Gesamtkostenbetrachtung des Infrastrukturausbaus einschließlich der Verbraucherseite wurde daher an einem Beispielgebiet in (Kisse et al. 2020) erarbeitet. Für die Durchführung dieser Studie wurde ein Gebiet ausgewählt, das ein Gasnetz besitzt, und wurde nicht auf SimBench-Netze zurückgegriffen. Mit Hilfe eines Netzgenerators erfolgte die Erstellung des Stromnetzes, und mittels frei zugänglichen Daten aus dem Internet wurden Annahmen für das Gasnetz und die einzelnen Verbraucher getroffen. Die Studie basiert auf der Annahme, dass die Verbraucher ausschließlich aus Einfamilienhäusern bestehen, die sich in Zukunft für eine strombasierte oder eine gasgefeuerte Wärmepumpe entscheiden können. Mit einem konsistenten Ansatz werden die Kosten für die Verbraucher und die beiden Netztypen berechnet. Die Ergebnisse werden für drei Fälle unterschieden:

1. Die Verbraucher entscheiden sich für 100% elektrische Wärmepumpen.
2. Die Verbraucher entscheiden sich für 100% gasgefeuerte Wärmepumpen.
3. Die Verbraucher entscheiden sich grundsätzlich für elektrische Wärmepumpen, sofern sie nicht nahe am Gasnetz liegen, im anderen Fall wählen sie gasgefeuerte Wärmepumpen.

Die Annahme des Gesamtzubaus im Netzgebiet in den ausgewählten Stützjahren basiert auf Ergebnissen aus der Systemmodellierung mit REMix. Hierzu wurden Angaben zum Zubau von erneuerbaren Stromerzeugern, wie PV-Anlagen, und zur Installation von Wärmepumpen in dem Gebiet in Summe genutzt.

Für die Analysen wurde eine neue Methode zur Berechnung des Verteilnetzausbaus in Strom- und Gasnetzen entwickelt, die sich auf häuserscharfe Verbrauchsmodelle und die Auswertung von GIS-Daten stützt. Im Ergebnis hat sich gezeigt, dass bei einer Betrachtung von Wärmeversorgungsanlagen in der Verteilnetzinfrastruktur die genaue Kenntnis der Wärmebedarfe einzelner Häuser enorm wichtig ist. Diese beeinflussen sehr stark die Stromnetzbelastung und damit die Ausbaukosten. Gerade die Häufung von Grenzwertverletzungen in einer Region kann im Vergleich zu einer gleichmäßig verteilten Problematik zu völlig anderen Netzausbaumaßnahmen und damit Kosten führen.

Ein weiteres Ergebnis ist die Notwendigkeit einer ganzheitlichen Kostenbetrachtung. Um eine optimale Wärmeversorgung zu realisieren, müssen die Kosten sowohl für die Hausbesitzer, die Energieverbraucher als auch die Netzbetreiber betrachtet werden. Die genaue Analyse und deren Annahmen sind in der Masterarbeit von (Kisse 2019) und einer wissenschaftlichen Veröffentlichung (Kisse et al. 2020) nachzulesen.

4.4.6 ENTWICKLUNG EINER ALTERNATIVEN HOCHRECHNUNGSMETHODE ALS POTENTIELLER INPUT FÜR PANDAPOWERPRO

Die Hochrechnung der Verteilnetze wurde auf Basis von Einwohnerzahlen durchgeführt, die durch geeignete Netzmodelle repräsentiert wurden. Dieser Ansatz entspricht dem heute üblichen methodischen Vorgehen, bezieht jedoch nicht das ortsabhängige Verhalten hinsichtlich Erzeugung und Verbrauch mit ein. Daher wurde im Rahmen von INTEEVER II ein alternatives Vorgehen entworfen, durch das sich regionale Charakteristiken mit einbeziehen lassen. Diese Methodik soll Stromerzeugung und -verbrauch sowie Gas- und Wärmebedarfe auf NUTS 3-Ebene gegenüberstellen. Zusätzlich fließen Gebäude-, Einwohner- und Netztopologiedaten mit ein. Dadurch kann die Auswahl der repräsentativen Netzmodelle auf Grundlage von differenzierteren Netzcharakteristiken getroffen werden.

Der erste Teil dieser neuen Methodik, die Clusterung von Regionen anhand von Stromüberschüssen und Gas-/Wärmebedarfen, wurde im Rahmen einer Masterarbeit von (Sanina 2022) umgesetzt. Unter Verwendung verschiedener offener Datensätze, Methoden zur Bestimmung der optimalen Clusteranzahl und einem geeigneten Clusterverfahren wurden die NUTS 3-Regionen innerhalb Deutschlands klassifiziert. Der Clusterprozess an sich erfolgt iterativ, wobei der Stromüberschuss zunächst dem Wärmebedarf und dann dem Gasbedarf gegenübergestellt wird. Ein Beispiel für eine resultierende Clusterung von Stromüberschüssen und Wärmebedarfen ist in Abbildung 45 dargestellt. Aufbauend auf den Clusterergebnissen für verschiedene Szenarien und der zusätzlichen Betrachtung von Thermalpotentialen und Grundwasservorkommen wurden in der Masterarbeit ebenfalls mögliche PtX¹⁰-Standorte innerhalb Deutschlands diskutiert. Abbildung 46 gibt eine Übersicht der ermittelten potentiellen PtX-Standorte wieder. Unterteilt wird hierbei in die Technologien FWN¹¹, KWN¹², HtP¹³, PtH¹⁴ und PtG¹⁵. Eine Journal-Veröffentlichung auf Basis der Masterarbeit befindet sich in der Vorbereitung.

¹⁰ PtX: Power-to-X, bezeichnet die Transformation von Strom in eine andere Energieform. Ein Beispiel wäre die Umwandlung von Strom in Gas, was mit PtG (power-to-gas) benannt ist.

¹¹ FWN: Fernwärmenetze, Wärmeversorgung von Gebäuden durch eine zentrale Wärmeerzeugung.

¹² KWN: Kaltwärmenetze, Wärme- und Kälteversorgung von Gebäuden durch eine zentrale Wärme- /Kälteerzeugung.

¹³ HtP: Heat-to-Power, bezeichnet die Transformation von Wärme in Strom.

¹⁴ PtH: Power-to-Heat, bezeichnet die Transformation von Strom in Wärme.

¹⁵ PtG: Power-to-Gas, bezeichnet die Transformation von Strom in Gas.

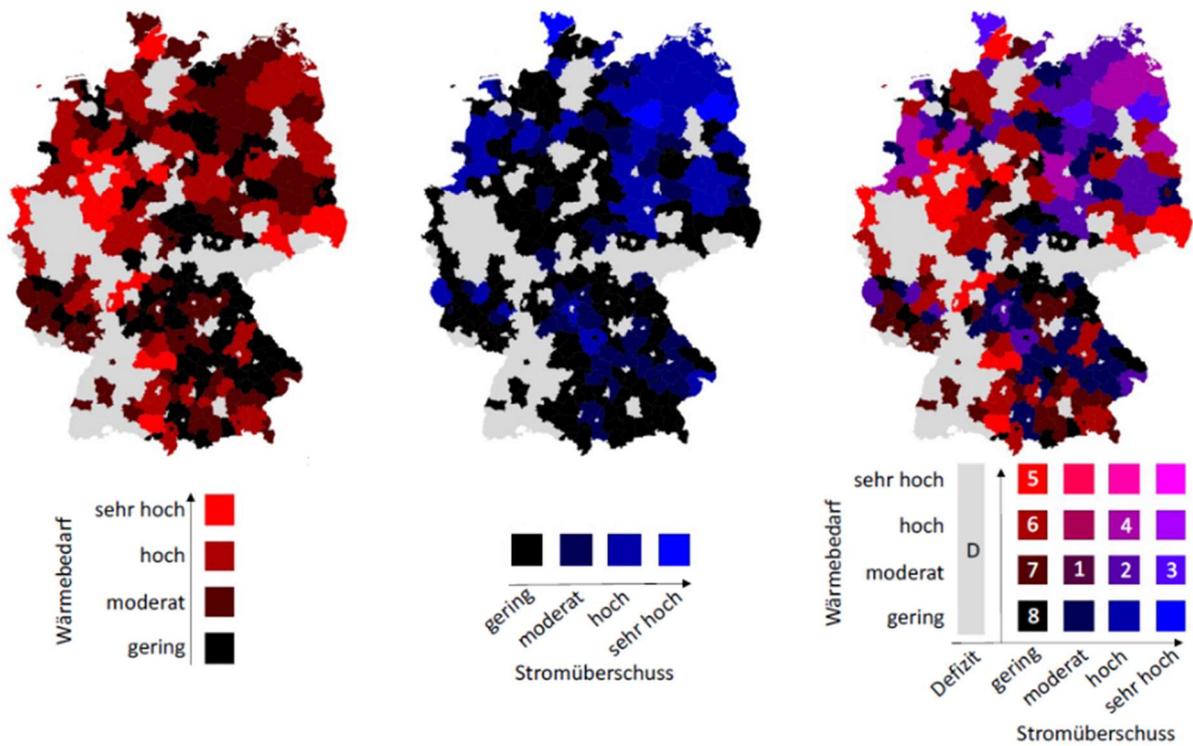


Abbildung 45: Erfolgte Clusterung von Stromüberschüssen und Wärmebedarfen auf NUTS 3-Ebene

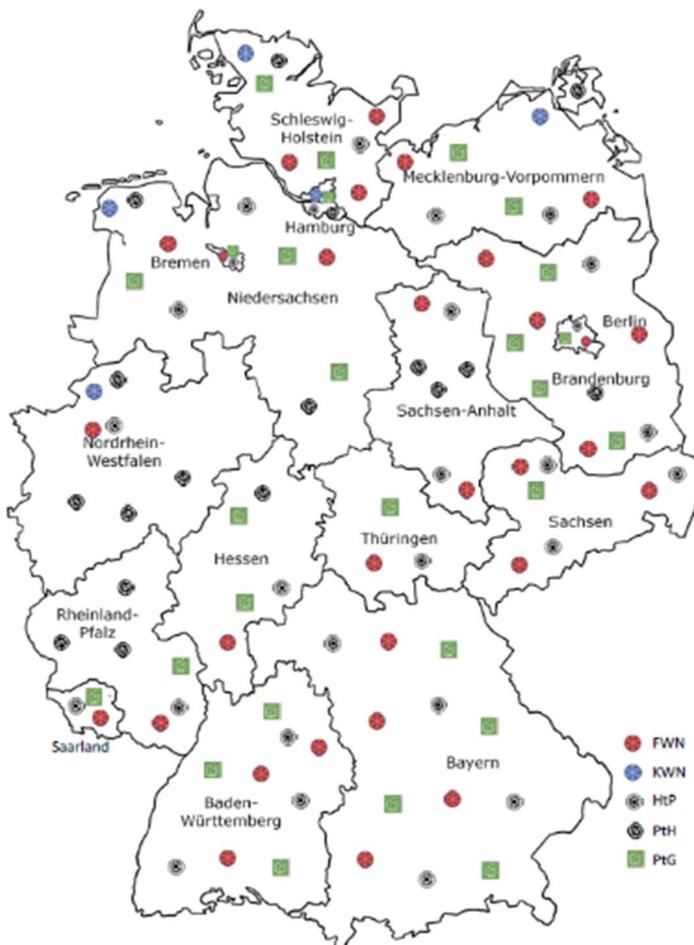


Abbildung 46: Übersicht ermittelter potentieller PtX-Standorte

4.5 ANWENDUNGSFALL FLEXIBLER WÄRMEPUMPENBETRIEB (DLR)

Ziel der hier dargestellten Fallstudie ist die Untersuchung unterschiedlicher Betriebsmodi von Wärmepumpen im deutschen Energiesystem. Basis hierfür ist eine unidirektionale Kopplung einer REMix-Modellinstanz mit AMIRIS. D.h. in diesem Fall findet keine Rückkopplung statt, sondern es werden verschiedene Modelldurchläufe aus AMIRIS miteinander verglichen, wobei das ESOM zur Auslegung eines Energiesystems für das Jahr 2030 (CO₂-Reduktionsziel von 65% für den Stromsektor und Teile des Wärmesektors gegenüber 1990) genutzt wird. Die installierten Stromerzeugungskapazitäten basieren dabei auf (BDEW 2018) und (Henning und Palzer 2013), die Kapazitäten der Speicher sind (DNA 2020) und die Anzahl bzw. Leistung installierter Wärmepumpen sind (Fraunhofer IWES/IBP 2017) entnommen. Zur Vereinfachung wird in AMIRIS nur ein Gebäudetyp als Repräsentant des gesamten deutschen Wohngebäudebestands, der mit Wärmepumpen beheizt wird, angenommen.¹⁶

In diesem Kontext zeigt Abbildung 47 beispielhaft den sich ergebenden Strombedarf von in Deutschland installierten Wärmepumpen, wenn diese wärmegeführt (rot) oder strompreisgesteuert (schwarz) betrieben werden. Im Fall des preisgesteuerten Betriebs sind deutliche Leistungspeaks erkennbar, deren Amplitude zum Teil Faktor drei gegenüber dem wärmegeführten Betrieb aufweisen. Diese Leistungspeaks treten zu Zeiten mit günstigen Strompreisen, die aus einem erhöhten Angebot an erneuerbaren Energien resultieren, auf. Aufgrund der Speichernutzung und damit verbundener Verluste führt der preisgesteuerte Betrieb zu einem leicht erhöhten Gesamtenergiebedarf (30,0 GWh gegenüber 29,9 GWh).

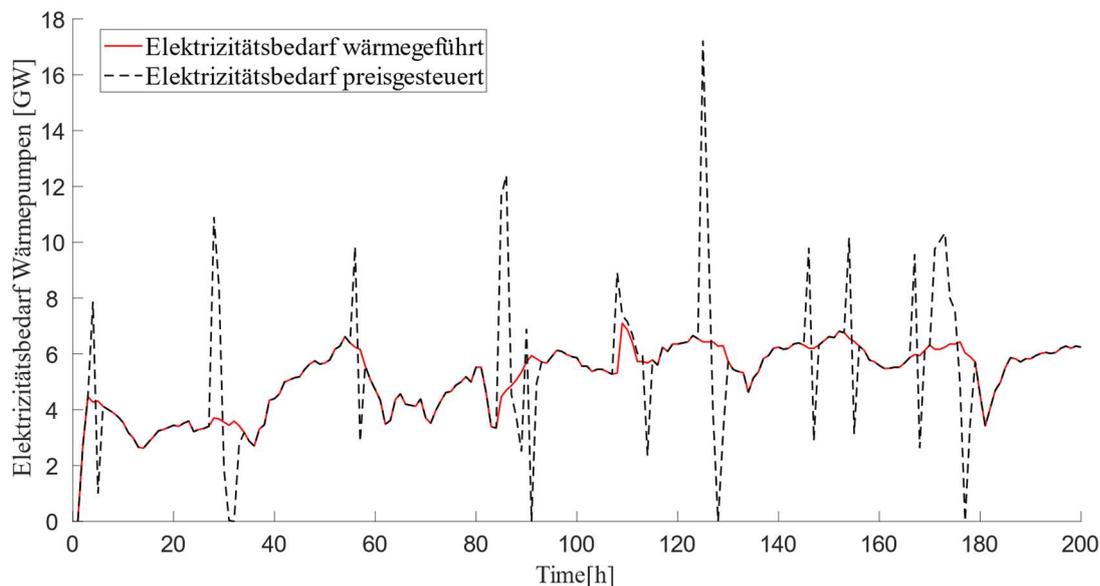


Abbildung 47: Elektrizitätsbedarf Wärmepumpen wärmegeführt und preisgesteuert

Dieser Effekt ist auch bei Betrachtung des gesamten Stromsystems am Beispiel der Residuallast erkennbar. Wie in Abbildung 48 zu sehen, unterscheidet sich die Residuallast je nach Wärmepumpen-Betriebsmodus, die im preisgesteuerten Betrieb in einzelnen Zeitschritten sowohl höher als

¹⁶ Sämtliche Inhalte dieses Kapitels basieren auf (Schmidberger 2020) und sind dort in wesentlich größerem Umfang und mit höherer Detailtiefe beschrieben.

auch niedriger liegt als im wärmegeführten Betrieb. Dadurch, dass der Wärmepumpenbetrieb allerdings nur einen kleinen Anteil an der Zusammensetzung der gesamten Residuallast hat, bleibt dessen Einfluss auf diese überschaubar. In Abbildung 48 ist dies daran zu sehen, dass insbesondere größere residuale Lastspitzen unverändert bleiben. Im simulierten Szenario konnte durch eine preisgeführte Wärmepumpenfahrweise insbesondere keine Reduktion der maximalen Residuallast im Jahresverlauf erreicht und somit auch keine Reduktion des Bedarfs an Kapazität im Stromsystem angezeigt werden.

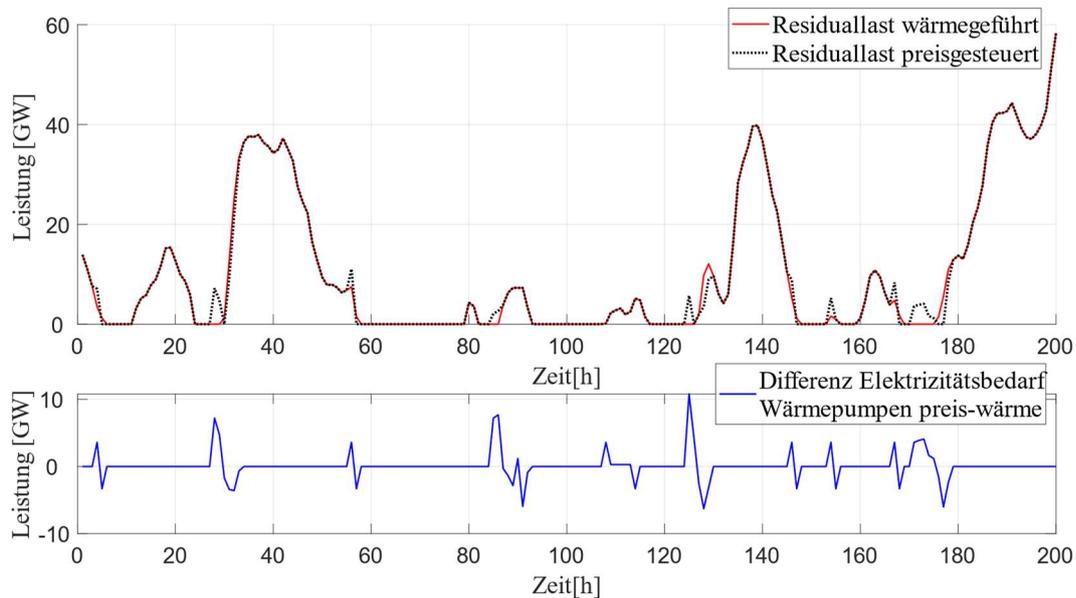


Abbildung 48: Residuallasten mit wärmegeführten und preisgesteuerten Wärmepumpen im Vergleich

Weiterhin muss beachtet werden, dass der preisgeführte Betrieb nicht zwangsläufig einen aus Gesamtsystemsicht günstigen Lastausgleich und damit eine Verringerung von Residuallastspitzen anreizt. Grund dafür ist u.a. die Zusammensetzung der Strompreise, da durch fixe Abgaben, Umlagen und Steuern nur eine beschränkte Übermittlung von Marktsignalen vom Großhandel zum Endkunden möglich ist. Die Dynamisierung von Strompreiskomponenten in Form von Echtzeit-Strompreisen ist daher eine Möglichkeit, das Flexibilitätspotential von Wärmepumpen besser auszuschöpfen. Aus diesem Grund ist ein Schwerpunkt des nachfolgenden Kapitels eine Analyse solcher Konzepte (allerdings für eine andere dezentrale Technologie – PV-Batterie-Systeme).

4.6 ANWENDUNGSFALL EIGENVERBRAUCHSTRATEGIEN VON PROSUMERN IM STROMMARKT ^(DLR)

In diesem Kapitel werden ein Beispiel für den Betrieb des entwickelten Prosumer-Agenten und die Ergebnisse der Modellkopplung hinsichtlich der Auswirkungen des Prosumer-Verhaltens auf die Gestaltung des Energiesystems vorgestellt.¹⁷

4.6.1 UNTERSUCHUNGSGEGENSTAND PROSUMERTARIFE

Kleine Prosumer in Deutschland sind größtenteils statischen Endverbraucherpreisen und Einspeisevergütungen ausgesetzt. Wir nennen diese Tarife Business-As-Usual (BAU) und betrachten sie in unserer Analyse als Referenz-Anwendungsfall. Um zu untersuchen, wie sich die Tarifgestaltung auf den Betrieb von Prosumern auswirkt, haben wir drei Instrumente untersucht. Diese Instrumente, die in der Literatur als Maßnahmen vorgeschlagen werden, um die Anpassung der Prosumer an die Signale des Großhandelsmarktes zu erhöhen, sind: Echtzeitpreise (RTP) (Hogan 2014), variable Einspeisevergütung (vFiT) (Ossenbrink 2017) und dynamische EEG-Umlage ¹⁸(dEEG) (Frontier Economics 2016, Freier et al. 2019). Im Gegensatz zu BAU enthalten diese Instrumente zeitvariable Preissignale vom Stromgroßhandelsmarkt. Wir betrachten zusätzlich zu BAU diese Instrumente und ihre Kombinationen und erstellen drei Anwendungsfälle mit den in Tabelle 11 angegebenen Bezeichnungen.

Tabelle 11: Namenskonvention für die untersuchten Anwendungsfälle

Anwendungsfall	RTP	vFiT	dEEG
BAU	x	x	x
RTP	✓	x	x
RTP + vFiT	✓	✓	x
RTP + vFiT + dEEG	✓	✓	✓

4.6.2 MODELLIERUNG DES PROSUMERBETRIEBS

Abbildung 49 zeigt exemplarisch den Einsatz von PV-Speichersystemen in den Anwendungsfällen BAU (A) und RTP (B) in AMIRIS. Wie man sieht, beeinflusst die Einführung von Echtzeitpreisen das Eigenverbrauchsmuster der Prosumer. Die stärkste Veränderung bei der Nutzung des Batteriespeichers findet zwischen 20:00 und 22:00 Uhr statt. Im Falle eines RTP-Tarifs nutzt der Prosumer in diesen Stunden die niedrigen Einzelhandelspreise und deckt seinen Strombedarf aus dem Netz. Die Batterie entlädt sich später, in den Stunden von 00:00 bis 04:00, um den Strombedarf in der Zeit mit dann schon höheren Strompreisen zu decken. Im BAU-Tarif hingegen entlädt sich die Batterie, sobald die Stromnachfrage die Erzeugung übersteigt.

¹⁷ Die in den folgenden Subkapiteln dargestellten Inhalte basieren auf (Sarfarazi et al. 2022) und werden darin in wesentlich größerem Umfang beschrieben und publiziert.

¹⁸ Aufgrund der Entscheidung der Bundesregierung wird die EEG-Umlage ab dem 1. Juli 2022 aus dem Endkunden-Strompreis abgeschafft. Die Ergebnisse unserer Untersuchung sind jedoch auf andere regulierte Bestandteile des Endkunden-Strompreises übertragbar.

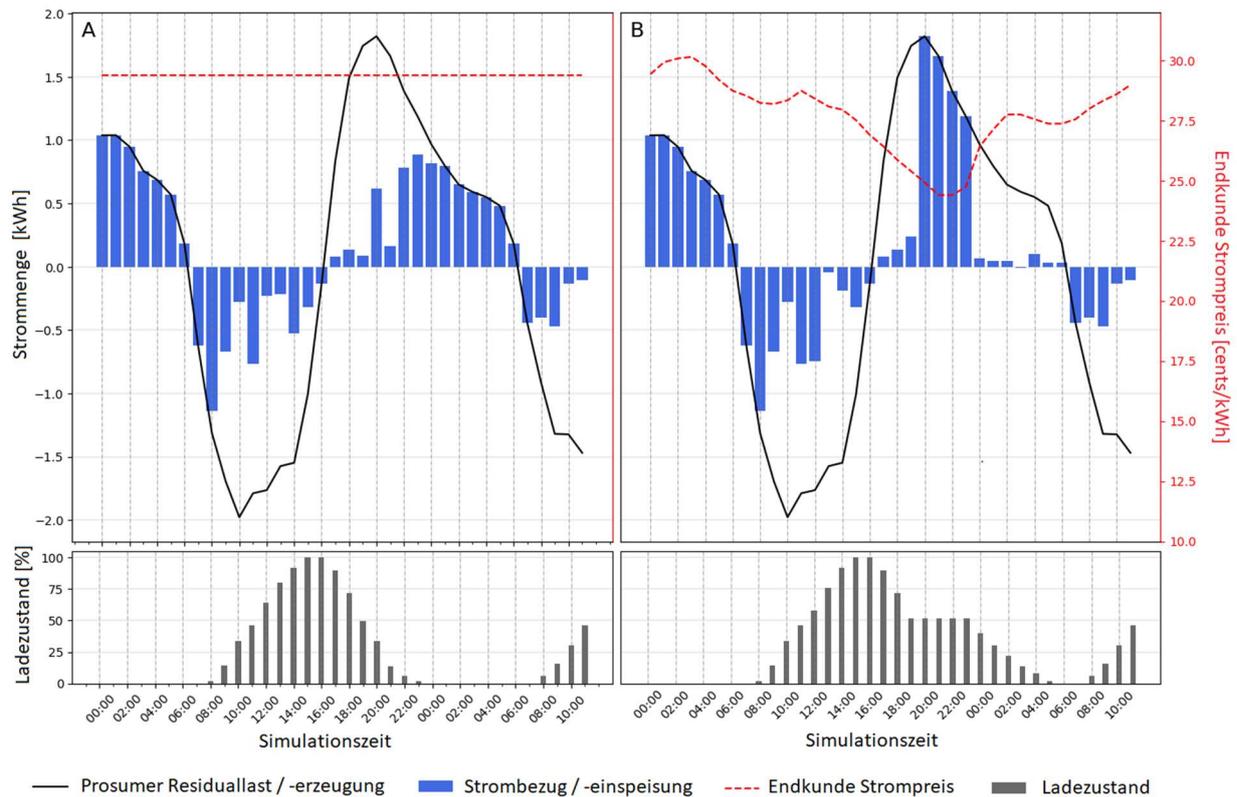


Abbildung 49: Prosumer-Dispatch für eine beispielhafte Simulationszeit von 36 Stunden für die Anwendungsfälle BAU (A) und RTP (B). Positive Strommengen entsprechen der Residuallast und dem Netzbezug, negative Mengen sind Residualerzeugung und Netzeinspeisung

4.6.3 BERÜCKSICHTIGUNG DER EIGENVERBRAUCHSSTRATEGIEN IN DER ENERGIESYSTEMOPTIMIERUNG

Zur Berücksichtigung der Eigenverbrauchsstrategien in der Energiesystemoptimierung und der damit notwendigen, in Abbildung 6 dargestellten Kopplung von REMix in Gestalt des NTVR-Modells und AMIRIS mit der PV-Prosumer-Erweiterung ist zunächst eine Modellharmonisierung erforderlich. Hierfür wird als erstes ein Simulationslauf von AMIRIS ohne PV-Speicher durchgeführt, in dem der optimierte Dispatch der deutschen Stromerzeuger aus dem NTVR übernommen wird. Die resultierende, stündliche Summe aller Abweichungen bei den betrieblichen Systemkosten zwischen beiden Modellen beträgt 26,8 k€ für Deutschland, was (unter Berücksichtigung der gesamten deutschen betrieblichen Systemkosten von rund 5,96 B€) einer marginalen relativen Abweichung von 0,00045% entspricht.

Sobald Energiespeicher in AMIRIS simuliert werden, kommt es zu einer Abweichung der harmonisierten Modelle, da hier grundsätzliche Unterschiede bei der Modellierung von Energiespeicherung existieren, welche zu einem so genannten Modellierungsbias führen. Um diesen zu bestimmen, werden die Prosumer in AMIRIS zunächst Systemkosten-minimierend betrieben (Referenzszenario). Der resultierende Modellierungsbias ist bei der Betrachtung von Rückwirkungen auf das Gesamtenergiesystem messbar (0,015% Abweichung im Vergleich zu einem Referenz-Energiesystem), sollte aber deutlich kleiner als die tatsächlichen, vom Prosumer-Verhalten induzierten Effekte sein.

4.6.4 BEISPIELHAFTE ERGEBNISSE

Abbildung 50 zeigt Änderungen in den Kosten im Gesamtsystem (EUMA) und in Deutschland bei Implementierung verschiedener Tarifoptionen im Vergleich zum Referenzszenario (REF). Im BAU-Szenario steigen die Kosten in Deutschland mit fast 400 Mio. € am stärksten an. Mit dem RTP-Tarif sinken die zusätzlichen Investitionskosten im Vergleich zum BAU-Szenario auf ein Drittel. Aus Gesamtsystemsicht bleiben die Kosten ähnlich hoch, was auf eine Verschiebung der Kosten ins Ausland hindeutet. Mit mehr Dynamik im Tarif (vFiT) steigen die Investitionskosten in Deutschland wieder deutlich an, während die Gesamtsystemkosten leicht sinken. Beim dynamischsten Tarif (RTP+vFiT+dEEG) sinken vor allem die zusätzlichen Kosten im Gesamtsystem deutlich ab.

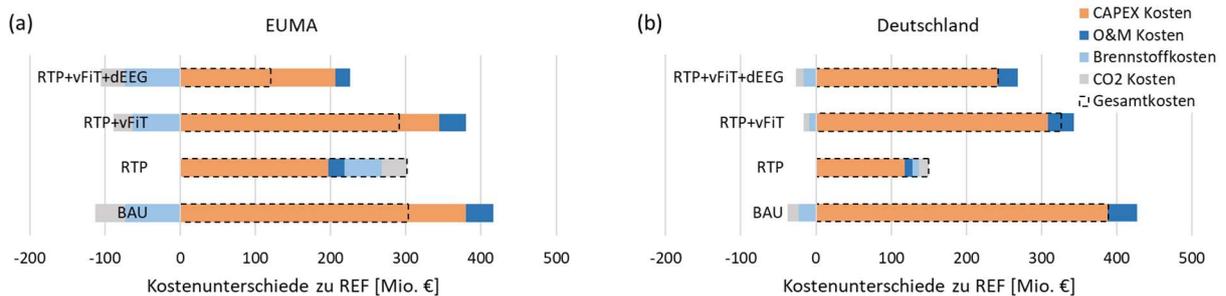


Abbildung 50: Mit REMix berechnete Änderungen der Systemkosten in Deutschland für unterschiedliche Tarifoptionen

Abbildung 51 stellt die Kapazitätsunterschiede in Deutschland im Vergleich zu REF dar. Im BAU-Szenario werden die meisten zusätzlichen Kapazitäten in Form von zentralen PV-Anlagen und Lithium-Ionen-Batterien benötigt. Beim RTP-Tarif sinken die Kapazitäten der zentralen PV-Anlagen im Vergleich zu REF deutlich ab. Der Strombedarf wird in höherem Umfang durch Importe gedeckt. Während die Infrastrukturkosten in Deutschland mit dem RTP-Tarif sinken, steigt gleichzeitig die Importabhängigkeit. Mit zusätzlicher Dynamik durch den vFiT sinkt der Netzausbau, während gleichzeitig weiterhin etwa 2 GW zusätzlicher Batteriespeicher benötigt werden. Mit weiterer Erhöhung der Dynamik im RTP+vFiT+dEEG-Tarif kann die benötigte Kapazität an zusätzlichen Lithium-Ionen-Speichern im Vergleich zu den anderen Tarifen reduziert werden.

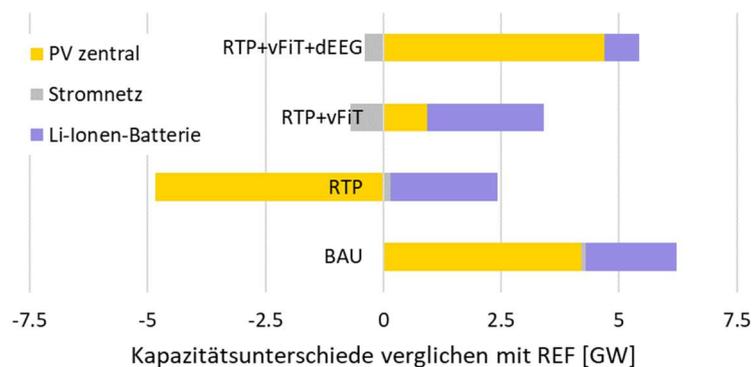


Abbildung 51: Mit REMix berechnete Kapazitätsunterschiede in Deutschland für unterschiedliche Tarifoptionen im Vergleich zu REF

4.7 ARBEITEN IN IEA-FORSCHUNGSKOOPERATIONEN

4.7.1 IEA DHC ANNEX TS3 „HYBRID ENERGY NETWORKS“ (IEE)

Das Ziel des IEA DHC Annex TS3 "Hybrid energy networks" war es, Möglichkeiten und Herausforderungen für Fernwärme- und Fernkältenetze in einem integrierten Energiesystem zu untersuchen, wobei der Schwerpunkt auf der Kopplung mit dem Strom- und Gasnetz lag. Die Forschungskooperation ist beendet und die Teilnehmer befinden sich derzeit in der Berichtsphase, die Ende 2022 abgeschlossen sein soll.

Im Rahmen der Arbeiten zum IEA DHC Annex TS3 haben sich verschiedene Partnerinstitutionen aus Dänemark, Schweden, Frankreich, Italien, Österreich und Deutschland zum Thema „Hybride Netze“ ausgetauscht. Im Kontext des Annexes versteht man unter einem hybriden Netz ein Multi-Energienetz. Der Fokus lag dabei auf Fernwärme. Schwerpunkt bei den Arbeiten war der länderübergreifende Austausch von Erfahrungen zu Kopplungstechnologien, regulatorischen Randbedingungen und Simulationsmethoden.

Der Subtask D (Abbildung 52), an denen das Fraunhofer IEE beteiligt war, beschäftigte sich dabei vor allem mit Empfehlungen für passende Rahmenbedingungen, insbesondere Geschäftsmodelle, rechtliche Aspekte und Politikinstrumente. Im Rahmen des Subtasks D wurde den Fragen nachgegangen, ob ähnliche Probleme in den anderen Ländern beobachtet werden, welche Lösungsansätze dort verfolgt werden, ob es europäische Ansätze gibt und wie vergleichbar die Preisstrukturen und Subventionen in einzelnen Ländern sind.

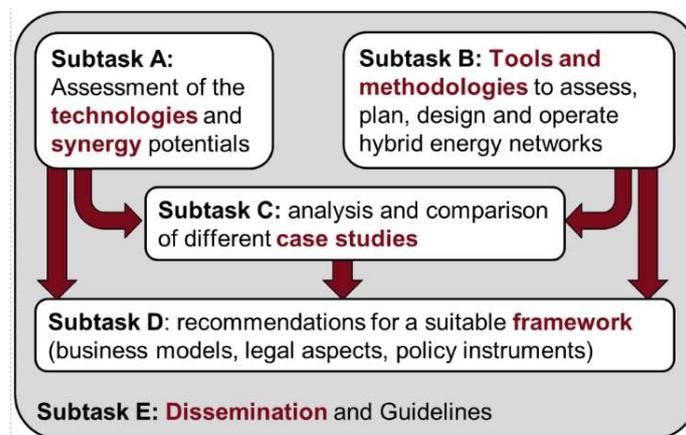


Abbildung 52: Struktur von Annex TS3

Als deutsche Beiträge wurden insbesondere Ergebnisse aus dem Innonex-Projekt, in dem innovative Konzepte von Niedrigtemperatur-Fernwärmenetzen auf ein neues Wohngebiet angewendet wurden, eingebracht und aufbereitet, um an der Beantwortung dieser Fragen mitzuwirken.

Die Ergebnisse des Subtasks lassen sich dabei in zwei Teile aufteilen. Einerseits wurden Empfehlungen für regulatorische Rahmenbedingungen abgeleitet, andererseits neue Akteure und Rollen im Energiehandel identifiziert. Diese neuen Akteure und Rollen ergeben sich insbesondere aus besseren Randbedingungen, unter denen Energiekonsumenten auch als -Produzenten (und somit als Prosumer) auftreten können.

Zu den allgemeinen Empfehlungen für regulatorischen Rahmenbedingungen gehörte dabei die Schaffung integrierter Energiemärkte, auch wenn diese mit signifikanten Investitionen (z.B. in

Smart Meter) verbunden sein können. Die neue Rolle der bisherigen Energiekonsumenten als zeitweise auch produzierende „Prosumer“ eröffnet diesen die Möglichkeit, am Energiehandel teilzunehmen.

4.7.2 *IEA ECES ANNEX TASK 35 „FLEXIBLE SECTOR COUPLING BY ENERGY STORAGE IMPLEMENTATION“ (DLR)*

Das Ziel von Task 35 des „Energy Storage Collaboration Programms“ der Internationalen Energieagentur (IEA) ist es, die Möglichkeiten und die Auswirkungen der Energiespeicherung im Rahmen der flexiblen Sektorenkopplung zu untersuchen. Hierbei stehen die erwarteten Vorteile der flexiblen Sektorenkopplung durch den Einsatz von Energiespeichern im Fokus. Dies beinhaltet zum einen, dass Energiespeicher den Anteil von erneuerbarem Strom in anderen Sektoren wie Heizung/Kühlung und Mobilität erhöhen können und zum anderen die Möglichkeit, über Energiespeicher Flexibilität für alle Sektoren bereitzustellen, damit sie erneuerbare Energien „auf Abruf“ nutzen können.

Das DLR konnte sich an diesem Task mit Mitteln aus dem Vorhaben INTEEVER II beteiligen. Die Laufzeit des Tasks war dabei gegenüber dem Projekt leicht verschoben, das letzte Treffen findet voraussichtlich am 28. bis 30. März 2023 statt. Der Task ist in 4 Subtasks aufgeteilt, die sich spezifisch den Konzepten, den Technologien, der lokalen Nutzung sowie der Bedeutung in nationalen Energiesystemen widmen (siehe Abbildung 53).

Bis zur Finalisierung dieses Berichts wurden einschließlich dreier vorbereitender Task-Definitions-Workshops insgesamt acht Gesamttreffen des Tasks durchgeführt. Davon wurden vier in Präsenz (Paris, Graz, Düsseldorf, Bad Tölz), zwei Digital und zwei Hybrid (Kopenhagen, Mailand) durchgeführt. Das DLR hat an allen Treffen teilgenommen und dabei in sechs der Treffen Präsentationen zu eigenen Forschungsergebnissen in den Task eingebracht. Gemäß den eigenen Forschungsschwerpunkten konzentrierten sich die Beiträge des DLR auf den Subtask 4 und damit die Modellierung nationaler Energiesysteme. Die eingebrachten Ideen und Ergebnisse umfassten Arbeiten aus INTEEVER II, teilweise aber auch anderen Forschungsprojekten mit Bezug zur zukünftigen Rolle der flexiblen Sektorenkopplung im Energiesystem. Dabei wurde auf die Bedeutung der flexiblen Sektorenkopplung in unterschiedlichen europäischen und außereuropäischen Ländern eingegangen.

Im Kern der Arbeiten von Subtask 4 steht die Modellierung eines zukünftigen Energiesystems für Deutschland und dabei insbesondere die Analyse der Rolle von Energiespeichern als Kernelement der flexiblen Sektorenkopplung. Diese Modellierungsarbeiten erfolgen durch das dänische Beratungsunternehmen PlanEnergi und werden im dort genutzten Modell EnergyPlan umgesetzt. Das DLR hat sich in diese Arbeiten an verschiedenen Stellen beratend eingebracht: durch Bereitstellung von Literatur, Vergleich mit eigenen Analysen und umfangreichem Feedback zu Annahmen und Ergebnissen im Rahmen von bilateralen oder multilateralen Workshops. Weiterhin ist geplant, den in der Modellierung nicht betrachteten Aspekt der Netzmodellierung auf Grundlage der eigenen Arbeiten im Rahmen von INTEEVER II und anderer Projekte ergänzend in den Abschlussbericht des Tasks einzubringen.

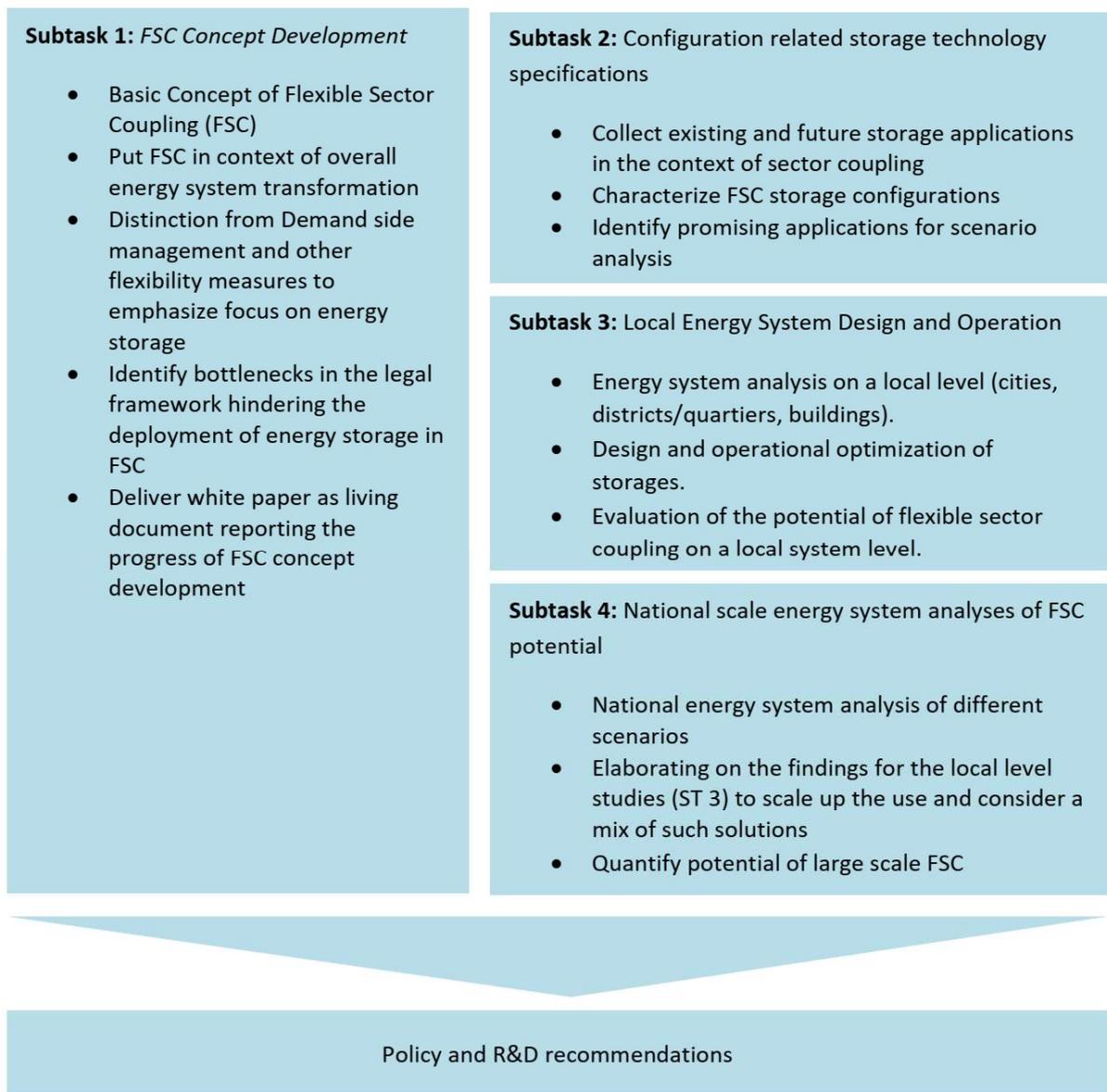


Abbildung 53: Struktur von Task 35 (entnommen aus dem Draft Work Plan unter https://iea-es.org/task-35/wp-content/uploads/sites/9/2005213_Draft-work-plan_Flexible-Sector-Coupling.pdf)

5 DISKUSSION, SCHLUSSFOLGERUNGEN UND AUSBLICK

5.1 FAZIT DER MODELLIERUNGEN

5.1.1 *SZENARIENMODELLIERUNGEN DES STROMSYSTEMS*

Der Einsatz des Energiesystemmodells REMix für Szenarienanalysen ermöglichte die erweiterte Untersuchung von kostenminimalen Versorgungssystemen für Deutschland und Europa unter der Annahme verschiedener bedeutsamer energiewirtschaftlicher Randbedingungen. Im Ergebnis bestätigte sich, dass trotz des geringen Gesamtwirkungsgrads einer Rückverstromung von Wasserstoff dessen Einsatz in einem vollständig dekarbonisierten Stromsektor eindeutige Vorteile bietet. Zum einen sind die Gesamtsystemkosten um 14-16% niedriger im Vergleich zu Stromsystemen ohne eine Möglichkeit zur Wasserstoffrückverstromung. Durch Wasserstoff im Stromsektor steht eine weitere Flexibilisierungstechnologie und eine Möglichkeit der Langzeitspeicherung zur Verfügung. Zum anderen können dadurch mehr strategische politische Ziele, wie eine höhere gesicherte Leistung und eine Technologiediversifizierung erreicht werden. Vor allem Länder mit einem geringen Potential an erneuerbaren Energien profitieren von der Verfügbarkeit von Wasserstoff im Stromsektor. Stromsysteme ohne Wasserstoffrückverstromung zeigen in der Modellierung vermehrt eine größere Abhängigkeit von der Biomasseverstromung und der Atomkraft.

5.1.2 *KOPPLUNG VON LASTFLUSSSIMULATION IM TRANSPORTNETZ UND ENERGIESYSTEMOPTIMIERUNG*

Von methodischer Seite betrachtet lässt sich aus den Ergebnissen des Projekts INTEEVER II feststellen, dass die Erweiterung der Energiesystemoptimierung über eine iterative Kopplung mit technisch präzisen Lastflusssimulationen aufwendig, aber, eine harmonisierte und umfangreiche Datenbasis vorausgesetzt, möglich ist. Eine Herausforderung stellt dabei die räumliche Auflösung dar, welche auf Seiten des ESOMs bestenfalls netzknotenscharf ist, um das Treffen von Annahmen zum räumlichen Disaggregieren und damit einhergehende Konvergenzprobleme beim Lösen der Lastflussgleichungen zu vermeiden. Gleichzeitig setzt das Integrieren von detaillierteren Informationen aus der Lastflusssimulation (z.B. zur Berücksichtigung von Leitungsausfällen) eine detaillierte Modellierung des Netzausbaus im ESOM voraus. Dies erfordert, wie in Kapitel 3.3.3 gezeigt, häufig den Wechsel auf eine deutlich schwieriger zu lösende Problemklasse aus Sicht der Optimierung. Um den damit verbundenen, unverhältnismäßig hohen Rechenzeitbedarf beherrschbar zu halten, ist wiederum die Anwendung von Komplexitäts-Reduktionsverfahren notwendig, da leistungsfähige Solver speziell für gemischt-ganzzahlige Optimierungsprobleme aktuell noch nicht verfügbar und bisher wenig Erfahrungen mit speziellen Meta-Heuristiken im Bereich der Gesamtenergiesystemoptimierung vorhanden sind. Im Rahmen des Projekts wurde als Komplexitätsreduktionsmethodik ein Konzept zum dynamischen Netz-Clustering entwickelt. Dieses wurde jedoch nicht vollumfänglich implementiert und genutzt. Grund hierfür ist die prioritäre Entscheidung, eine möglichst ähnliche räumliche Aggregation auf Seiten der Energiesystemoptimierung zu wählen, um Konvergenzprobleme zu vermeiden. Eine detailliertere Modellierung des Netzausbaus mittels gemischt-ganzzahliger Optimierung wurde zwar implementiert, konnte aber selbst mit einer Fokussierung auf ausschließlich Deutschland rechenzeittechnisch nicht beherrscht werden.

Eine deutliche Verbesserung gegenüber ähnlichen Modellkopplungen aus der Vergangenheit ist die Möglichkeit über die Workflowintegration wesentlich größere Datenmengen mehrfach auszutauschen. Diese erlaubt die Nutzung von wesentlich genaueren PTDF-Matrizen, welche für

eine beliebige Anzahl repräsentativer, räumlich hochaufgelöster Netznutzungsfälle generiert und somit für eine iterative Kopplung aus Lastflusssimulation und Energiesystemoptimierung genutzt werden können.

5.1.3 *MODELLIERUNGEN DES VERTEILNETZES*

Die Netzausbausimulation konnte nicht für alle Zubauvarianten an PV- und Windkraftanlagen durchgeführt werden, da sich bei einigen Netztypen keine Modelllösungen errechnen ließen. Dies ergab sich dadurch, dass die angewendeten Netzausbaumaßnahmen teilweise nicht ausreichend waren, um alle Grenzwertverletzungen zu beseitigen. Außerdem mussten konkrete Annahmen teilweise willkürlich getroffen werden, und aufgrund des Typnetzansatzes gab es kaum Möglichkeiten zur Validierung mit echten Daten.

Die aus Gründen der beschränkten Datenverfügbarkeit angewandte Methode, SimBench-Netze zu nutzen, um die Netzausbaukosten für ganz Deutschland zu berechnen, ist sehr unsicher und gibt nicht die Realität wieder. Das Problem ist vor allem die Zuordnung der Typnetze zu Regionen. Die bisherigen SimBench-Netze sind nicht echten Regionen zugeordnet und haben keine hinterlegten GIS-Daten. Zudem ist die Zuweisung zu realen Gebieten basierend auf den Einwohnerzahlen zwar ein erster guter Ansatz, jedoch reicht dies für eine adäquate Repräsentation nicht aus. Vielmehr lieferte das Projekt die Erkenntnis, dass eine geeignete Hochrechnungsmethode viele verschiedene Eingangsparameter benötigt, um typisierte Netzmodelle als Netzäquivalent zu verwenden. Einen ersten Ansatz für solch ein Verfahren wurde in der Masterarbeit von (Sanina 2022) behandelt. Die daraus resultierenden Algorithmen bilden eine gute Basis zur weiteren Entwicklung einer komplexeren Hochrechnungsmethode.

5.1.4 *FLEXIBILITÄTEN IM DEUTSCHEN STROMMARKT*

Durch die Weiterentwicklung des Wärmepumpenmodells in AMIRIS können zukünftig weitreichende Analysen zu den Auswirkungen des Betriebs von Wärmepumpen auf den deutschen Strommarkt durchgeführt werden. Insbesondere die modellendogene Berücksichtigung von passiver Wärmespeicherung in der Gebäudehülle stellt einen Mehrwert im Vergleich zu bestehenden Modellansätzen für das deutsche Energiesystem dar und erlaubt es, die Nutzerperspektive durch Variation der thermischen Komforttemperaturen in Demand-Response-Analysen einfließen zu lassen. Der integrierte agentenbasierte Ansatz ermöglicht zudem die Bewertung von Stromtarifdesigns in zukünftigen preisbasierten Demand-Response-Programmen.

Die Implementierung von Prosumer- und Aggregator-Agenten in AMIRIS ermöglicht es, die notwendigen Anreizmechanismen für eine effiziente Integration von dezentralen Stromerzeugungs- und Speichertechnologien im deutschen Strommarkt zu untersuchen. In INTEEVER II wurden mehrere dynamische Preisstrukturen als Anreize zur Reduktion der Abweichung der simulierten Betriebsentscheidungen von PV-Prosumern von optimalen Entscheidungen aus der Perspektive des Gesamtsystems erforscht. Es hat sich gezeigt, dass der entwickelte Modellierungs-Workflow in der Lage ist, den Einfluss verschiedener politischer Instrumente zur Verringerung der Granularitätslücke zwischen Gesamtsystem- und Akteursicht (in der Literatur auch „Economic Granularity Gap“ genannt) zu untersuchen.

5.2 WEITERGEHENDER FORSCHUNGSBEDARF

Hinsichtlich der Integration detaillierterer Informationen aus Modellkopplungen in die Energiesystemoptimierung kann davon ausgegangen werden, dass angewandte Modelle perspektivisch aufwendiger zu lösen sind. Dies gilt insbesondere dann, wenn gemischt-ganzzahlige Optimierungsprobleme formuliert werden müssen. Während für kontinuierliche lineare Probleme bereits Solver, welche die Nutzung von Supercomputern ermöglichen, im Rahmen der Forschungsprojekte BEAM-ME (FKZ 03ET4023A) und UNSEEN (FKZ 03EI1004A) entwickelt wurden, existiert ein weiterer Forschungsbedarf hinsichtlich Solvern und Heuristiken für gemischt-ganzzahlige Optimierungsprobleme der Energiesystemanalyse.

Des Weiteren wurden in INTEEVER II und in ähnlichen Vorhaben nur stationäre Aspekte berücksichtigt. Zwar weist das ESOM eine stündliche Auflösung auf, die dynamische Stabilität des Systems und die dafür notwendigen strukturellen Eigenschaften und vorgehaltenen Reserven werden jedoch ausgeklammert. Das geplante Vorhaben STAWESOM („Stabilitätsbezogene Weiterentwicklung von Energiesystemoptimierungsmodellen“) soll diese Aspekte adressieren.

In diesem Zusammenhang besteht ferner eine Herausforderung mit Blick auf methodische Entwicklungen für Anwendungen mit großem Datenbedarf (im vorliegenden Fall das europäische Übertragungsnetz). Während für ein Proof-of-Concept verkleinerte Modelle (z.B. für einen stark begrenzten Untersuchungsraum) zwar hilfreich sind, können Methoden, die speziell für ein Upscaling der Methoden notwendig würden (im vorliegenden Fall das dynamische räumliche Clustering) aufgrund des unverhältnismäßig hohen Aufwands bei der Datenakquise und -vorverarbeitung nicht sinnvoll genutzt bzw. demonstriert werden. Als weitergehender Forschungsbedarf ist daher die Erstellung von offenen und harmonisierten Datenmodellen zur aufwandsarmen Parametrierung großskaliger Modelle für die gekoppelte Lastflusssimulation und Energiesystemoptimierung zu nennen.

Der entwickelte Workflow zur Kopplung von REMix und AMIRIS kann in zukünftigen Forschungen genutzt werden, um notwendige Anreizinstrumente sowie die Auswirkungen eines breiten Spektrums von Marktverzerrungen, die z.B. durch politische Regulierungen entstehen, auf den Energietransformationspfad zu untersuchen. Während der Schwerpunkt der durchgeführten Studien auf dem Betriebsverhalten der Marktakteure lag, ist ein nächster Schritt für zukünftige Forschung die Modellierung politischer Maßnahmen, welche Investitionsentscheidungen direkt beeinflussen.

Bei der Modellierung der Flexibilitätsoptionen im Strommarkt müssen sich künftige Arbeiten auf die Sektorenkopplung und die weitere Integration neuer und oftmals kleiner Akteure (z. B. Elektrofahrzeuge und dezentrale Elektrolyseure) in den Strommarkt konzentrieren. Mit der zunehmenden Zahl dieser dezentralen Anlagenbetreiber sollten auch intelligentere Betriebsstrategien für die Aggregatoren modelliert werden. Solche Strategien berücksichtigen z. B. den Wettbewerb zwischen Flexibilitätsoptionen, die Marktmacht des Aggregators sowie verschiedene Quellen der Unsicherheit.

Um das Problem der regionalen Zuordnung der SimBench-Netzdaten zu lösen, müssen die Netze eindeutig echten Regionen in Deutschland zugeordnet werden. Es muss in weiteren Forschungsarbeiten eine Methode entwickelt werden, die es ermöglicht, bei der Modellierung anderer Regionen die vorhandenen Netze anzupassen. Diese Idee wird im Projekt „SimBench Sektor“ aufgegriffen, das sich derzeit in der Antragsstellung befindet. Hier werden neben den Stromnetzen

auch Wärme- und Gasnetze für definierte Anwendungsfälle der Netzplanung und des Netzbetriebs entwickelt. In diesem Zusammenhang müssen den Typnetzgebieten auch GIS-Daten bestimmter realer Regionen in Deutschland zugeordnet werden. Mit diesem Upgrade des SimBench-Datensatzes sollte ein erneuter Versuch unternommen werden, die Netzausbaukosten in das REMix-Modell einzubinden.

In INTEEVER II lag der Fokus auf den Verteilnetzausbaukosten im Stromnetz. Andere Kosten, wie die der Wärme- oder Gasnetze, sowie Kosten der Sanierung und des Umbaus von Verbrauchersenergieinfrastrukturen wurden außer Acht gelassen. Für die zukünftige Berücksichtigung dieser Kosten wurden im Laufe der Projektbearbeitung geeignete Softwaremodule weiterentwickelt. Die open-source Rohrnetzsoftware pandapipes und das Modul pandaprosumer bilden zum einen Ausbau und Kosten in Rohrnetzen und zum anderen mögliche Maßnahmen bei den Verbrauchern ab. Beide sind intrinsisch mit pandapower nutzbar, da sie auf den gleichen Datenstrukturen aufbauen. Diese beiden Module konnten in INTEEVER II nur anteilig aufgebaut werden und benötigen noch weitere Arbeiten. So wird beispielsweise pandapipes derzeit im Projekt AnaplanPlus (FKZ 03EI4032) weiterentwickelt. Die konkreten Auswirkungen von anderen Netzarten und Prosumerentscheidungen auf die Energiesystemoptimierung steht entsprechend noch aus und sollte in weitergehenden Forschungsarbeiten untersucht werden.

6 GLOSSAR

6.1 ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

BAU	Business as usual (Szenariovariante)
BHKW	Blockheizkraftwerke
CO ₂	Kohlendioxid
CSP	Concentrated Solar Power / solarthermische Kraftwerke
CSV	Comma-separated values, Dateiformat
DSM	Demand Side Management
DT	Dampfturbinen
E2P	Energy-To-Power-Ratio
EE	Erneuerbare Energien
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
fEE	fluktuierende Erneuerbare Energien
FLM	Freileitungsmonitoring
FWN	Fernwärmenetz
GDX	General Algebraic Modeling System (GAMS) Data eXchange, Dateiformat
GIS	Geographisches Informationssystem
GT	Gasturbinen
GuD	Gas- und Dampfturbinenkraftwerk
H ₂	Wasserstoff

HS, HöS, MS, NS	Hochspannung, Höchstspannung, Mittelspannung, Niederspannung
HtP	Heat-to-Power
HV, MV, LV	High Voltage, Medium Voltage, Low Voltage
HVAC / HDÜ	High Voltage Alternating Current / Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung
HVDC / HGÜ	High Voltage Direct Current / Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
KW	Kraftwerke
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWN	Kaltwärmenetz
LAO	Lastausgleichsoptionen
Li	Lithium
LODF	Line Outage Distribution Factor
NAP	Netzanschlusspunkt
NEP	Netzentwicklungsplan
NNF	Netznutzungsfall
NTVR	Energiesystem-Optimierungsmodell Europas basierend auf REMix
PowGER	Stromsystem-Optimierungsmodell Deutschlands basierend auf REMix
PTDF	Power Transfer Distribution Factor
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
RC	Resistance Capacitance
rEE	Regelbare erneuerbare Energien
RTP	Real-Time Pricing
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
WEA	Windenergieanlage
vFiT	Flexibilität im Tarif (Szenariovariante)

6.2 BEGRIFFE UND DEFINITIONEN

AC-LASTFLUSSRECHNUNG

Vollständige Lastflussberechnung auf Basis der nichtlinearen Wechselstromgleichungen (AC: alternating current).

DC-LASTFLUSSRECHNUNG

Durch Linearisierung gegenüber AC-Lastflussrechnung vereinfachte Lastflussberechnung. Wird als „DC“ (direct current) bezeichnet, da die Gleichungsstruktur äquivalent zum Gleichstromfall ist, obwohl dennoch ein Wechselstromsystem berechnet wird.

ERZEUGER

Als Erzeuger werden Technologien bezeichnet, welche die Energieformen Strom, Wasserstoff (bzw. Methan) und Wärme bereitstellen. Hierzu zählen beispielsweise thermische Kraftwerke oder Photovoltaikanlagen.

FLUKTUIERENDE STROMERZEUGUNG

Siehe *REGELBARE STROMERZEUGUNG*.

GESAMTSYSTEMKOSTEN

Mit Gesamtsystemkosten wird die Summe aller innerhalb eines Jahres entstehenden Kosten für den Betrieb und die Bereitstellung der Versorgungsinfrastruktur zur Deckung des Energiebedarfs bezeichnet. D.h. die Gesamtsystemkosten umfassen sämtliche variablen und fixen Betriebskosten aller Erzeuger und Lastausgleichsoptionen, sowie deren Annuitäten, unabhängig davon, ob die installierte Leistung modellexogen oder -endogen bestimmt ist.

KONVENTIONELLE KRAFTWERKE

Unter dem Begriff konventionelle Kraftwerke werden alle Kraftwerkstypen zusammengefasst, welche fossile Primärenergieträger zur Stromerzeugung nutzen. Ferner werden auch Kernkraftwerke den konventionellen Kraftwerken zugeordnet. Wasserkraftwerke hingegen werden den EE-Anlagen zugeordnet.

KURZFRISTSPEICHER

Speichertechnologien mit Zeitspannen zwischen Laden und Entladen von einer bis zu drei Stunden.

LANGFRISTSPEICHER

Speichertechnologien mit Zeitspannen zwischen Laden und Entladen von mehr als einem Tag.

LASTAUSGLEICHSOPTIONEN

Lastausgleichsoptionen sind Technologien, welche in der Lage sind, die Systemflexibilität zu erhöhen. D.h. durch ein gewisses zeitliches oder räumliches Verschieben oder ein Vermeiden von Erzeugung oder Nachfrage mittels Lastausgleichsoptionen werden Ungleichgewichte zwischen

gegebener Erzeugung und Nachfrage ausbalanciert. Zu den zeitlichen LAO zählen z.B. Gaskraftwerke oder die Abregelung von erneuerbaren Stromerzeugern. Häufig sind LAO aber in der Lage, sowohl als Erzeuger als auch als Last zu fungieren. Hierzu zählen u.a. sämtliche Formen der Energiespeicherung und Leistungsübertragung, aber auch zusätzliche, steuerbare Lasten und Speicher, die sich durch die Kopplung des Stromsektors mit Verkehrs- und Wärmesektor ergeben (z.B. durch Laden von Elektrofahrzeugen oder Wasserstoffherzeugung mit Elektrolyseuren).

LASTEN

Als Lasten werden Technologien bezeichnet, welche eine zu deckende Nachfrage nach den Energieformen Strom oder Wärme verursachen. Hierzu zählen beispielsweise Fahrzeuge, wie Elektroautos, wenn diese ungesteuert geladen werden.

LASTFALL

Ein Lastfall beschreibt für eine bestimmte Situation im Jahr die Gesamtheit aller zu diesem Zeitpunkt an den Knoten des Übertragungsnetzes anliegenden Lasten.

MAKROREGIONAL

Im Kontext der vorliegenden Studie bezeichnet makroregional eine geopolitische Perspektive, welche Staatsgrenzen-übergreifende Analysen (z.B. für die Europäische Union) erlaubt.

MIKROREGIONAL

Im Kontext der vorliegenden Studie bezeichnet mikroregional eine geografische Perspektive, welche Analysen für einen Teilbereich eines Staates (z.B. für einen Landkreis) erlaubt.

MITTELFRISTSPEICHER

Speichertechnologien mit Zeitspannen zwischen Laden und Entladen von drei bis zu 24 Stunden.

NETZNUTZUNGSFALL

Der Netznutzungsfall ergibt sich aus der Kombination eines Lastfalles und gleichzeitiger Berücksichtigung der jeweiligen Stromeinspeisung an den Knoten des Übertragungsnetzes. Dabei stellt sich ein Stromaustausch zwischen Knoten bzw. Regionen ein, der den Netznutzungsfall ebenfalls charakterisiert (Moser et al. 2012).

REGELBARE STROMERZEUGUNG

Der Begriff regelbare Stromerzeugung bezeichnet hier die Möglichkeit, über lange Zeiträume eine rein lastorientierte Stromerzeugung zu gewährleisten. In diesem Zusammenhang gelten folglich z.B. konventionelle Kraftwerke oder Biomasse-Blockheizkraftwerke als regelbar. Letztere sind dieser Begrifflichkeit folgend rEE-Anlagen. Demgegenüber gelten fEE-Anlagen als nicht beliebig regelbare Kraftwerkstypen, da deren Stromerzeugung stark von einer fluktuierenden Ressourcenverfügbarkeit abhängig und nur eine Abregelung möglich ist. Bei solarthermischen Dampfkraftwerken (CSP-Anlagen) wird grundsätzlich die Möglichkeit der Zufeuerung mit fossilen Brennstoffen unterstellt, weshalb sie hier den regelbaren Kraftwerkstypen zugeordnet werden. Für die vorliegende Studie zeigt Tabelle 12 die verwendete Zuordnung von Stromerzeugungsanlagen zu regelbaren und fluktuierenden Kraftwerkstypen.

Tabelle 12: Definition regelbarer und fluktuierender Stromerzeugungsanlagen

Regelbare Stromerzeugung	Fluktuierende Stromerzeugung
<ul style="list-style-type: none">• Biomasse-KW• CSP-KW• Diesellaggregate• Gasturbinen• Geothermische KW• GuD-KW• Kernkraftwerke• Kohle-KW• Speicherwasser-KW	<ul style="list-style-type: none">• Laufwasserkraftwerke• Photovoltaikanlagen• Windkraftanlagen

SZENARIO

In Anlehnung an die in (IPCC 2007) verwendete Definition eines Szenarios wird der Begriff hier für ein in sich konsistentes Mengengerüst technisch-ökonomischer Parameter zur Beschreibung plausibler, zukünftiger Entwicklungen des Energieversorgungssystems verwendet.

SZENARIOVARIANTE

Szenariovarianten unterscheiden sich durch das Abändern weniger, grundsätzlicher Annahmen in ihrer Ausgestaltung wesentlich von den definierten Szenarien.

SENSITIVITÄT

Als Sensitivitäten werden weitere Szenarienvarianten bezeichnet, die im Vergleich zu einem Szenario abweichende Annahmen hinsichtlich bestimmter numerischer Eingangsparameter für die Modellierung berücksichtigen. Dies können beispielsweise höhere Investitions- oder Betriebskosten für eine Technologie sein.

ÜBERTRAGUNGSNETZ

Synonym mit Stromtransportnetz, das entsprechend der Lastflussrechnungen im Vorhaben die Stromleitungen und Übertragungskapazitäten auf 220 kV- und 380 kV-Ebene umfasst.

7 REFERENZEN

- Aissaoui, M. (2019): Untersuchung der Auswirkung von lokalen Ausbaumaßnahmen von elektrischen Leitungen auf den globalen Betrieb des elektrischen Versorgungssystems. Bachelorarbeit, Universität Stuttgart, Dezember 2019
- Alaya O., Cao K.-K., Buschmann, J., Lens H. (2023): The impact of spatial resolution in energy system optimization models on AC-power flow convergence, *International ETG-Congress 2023* (abstract submitted)
- Alaya O., Lens H. (2022): Geo-referencing of the TYNDP reference grid model using a topology-aware inverse pseudonymization approach (to be submitted)
- Barrios, H., Roehder, A., Natemeyer, H., Schnettler, A. (2015): A benchmark case for network expansion methods. In 2015 IEEE Eindhoven PowerTech (pp. 1-6). IEEE
- BDEW (2018): Kraftwerkspark in Deutschland: Aktueller Kraftwerkspark, Stromerzeugungsanlagen im Bau und in Planung, absehbare Stilllegung konventioneller Kraftwerke. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), Berlin, 2018
- BNA [Bundesnetzagentur] (2021): <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html>
- Cao K.-K. (2021): Netzebenen übergreifende Modellkopplungskonzepte für die Energiesystemanalyse. Jahrestreffen 2021 des Forschungsnetzwerks Energiesystemanalyse, 18.-20. Mai 2021
- Cao K.-K., Haas J., Sperber E., Sasanpour S., Sarfarazi S., Pregger T., Lens H., Alaya O., Drauz S.R., Kneiske T. M. (2021a): Bridging granularity gaps to decarbonize large-scale energy systems—The case of power system planning. *Energy Science & Engineering*, 2021
- Cao K.-K., Pregger T., Haas J., Lens H. (2021b): To prevent or promote grid expansion? – Analyzing the future role of power transmission in the European energy system. *Frontiers in Energy Research*. 8:541495. DOI: 10.3389/fenrg.2020.541495, 2021
- Cao K.-K., Pregger T., Scholz Y., Gils H. C., Nienhaus K., Deissenroth M., Schimeczek C., Krämer N., Schober B., Lens H., Kneiske T., Basim I. (2019): Analyse von Strukturoptionen zur Integration erneuerbarer Energien in Deutschland und Europa unter Berücksichtigung der Versorgungssicherheit (INTEEVER). Projektbericht. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- De Bruin, J., (2019): Python Record Linkage Toolkit: A toolkit for record linkage and duplicate detection in Python. <https://doi.org/10.5281/zenodo.3559043>
- DENA (2012): dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland 2030. Deutsche Energie-Agentur GmbH 2012
- DENA (2020): Pumpspeicher integrieren die Erneuerbaren ins Netz: Zahlen und Fakten. Deutsche Energie-Agentur (dena) [Online]. <https://www.dena.de/themen-projekte/energiesysteme/flexibilitaet-und-speicher/pumpspeicher/> (download: 17. April 2020)
- DIgSILENT (2021): DIgSILENT PowerFactory, Version 2021 SP2, DIgSILENT GmbH
- ENTSO-E (2016): Ten-Year Network Development Plan 2016 Executive Report, ENTSO-E, 2016. <https://tyndp.entsoe.eu/2016/exec-report/>
- ENTSO-E (2020a): Ten-Year Network Development Plan: Maps & Data, ENTSO-E, 2020. <https://tyndp.entsoe.eu/maps-data/>
- ENTSO-E (2020b): TYNDP 2020 Scenarios. <https://2020.entsoe.eu/tyndp-scenarios.eu/download-data>

- ENTSO-E (2022): Energy Identification Codes (EICs). <https://www.entsoe.eu/data/energy-identification-codes-eic/eic-approved-codes/>
- Feix O., Wiede T., Strecker M. und König R. (2015): Netzentwicklungsplan Strom 2025: Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 2015. <http://www.netzentwicklungsplan.de/netzentwicklungsplan-2025-version-2015-erster-entwurf>
- Fichter T. (2017): Long-term Capacity Expansion Planning with Variable Renewable Energies - Enhancement of the REMix Energy System Modelling Framework. Dissertation, Universität Stuttgart, 2017
- Fischer, J. (2020): Approximation der Leistungsflussänderung im Netz nach dem Ausfall eines Betriebsmittels. Bachelorarbeit, Universität Stuttgart, März 2020
- Fraunhofer IWES/IBP (2017): Wärmewende 2030. Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, 2017
- Freier J., Arnold M., Hesselbach J. (2019): Introduction of an approach to develop dynamic electricity prices for residential customers. 16th International Conference on the European Energy Market (EEM). IEEE. 2019, pp. 1–6
- Frontier Economics (2016): Kosten und Nutzen einer Dynamisierung von Strompreiskomponenten als Mittel zur Flexibilisierung der Nachfrage. 2016. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/kosten-nutzen-dynamisierung-strompreiskomponenten.html>
- Gamba Cárdenas A. M. (2021): Modeling line outages and transmission line expansion in REMix-MISO. Masterarbeit Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, Dezember 2021
- GeoNames (2021): <https://www.geonames.org>
- Gils H.C., Scholz Y., Pregger T., Luca de Tena D., Heide D. (2017a): Integrated modelling of variable renewable energy-based power supply in Europe. *Energy*, 2017, 123, pp. 173–188
- Gils H.C., Bothor S., Genoese M. und Cao K.-K. (2017b): Future security of power supply in Germany – the role of stochastic power plant outages and intermittent generation. *International Journal of Energy Research*, 2018, 42(5), pp. 1894–1913
- Gotzens F.P., Verwiebe P.A., Held (2020): DemandRegio, <https://github.com/DemandRegio-Team/disaggregator> 2020
- Henning H.-M., Palzer A. (2013): Energiesystem Deutschland 2050. Sektor- und energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energiebedingter CO₂-Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien. FhG-ISE, Studie im Rahmen eines BMWi-Projekts, Freiburg (2013)
- Hogan W. W. (2014): Time-of-use rates and real-time prices. John F. Kennedy School of Government, Harvard University, 2014
- IPCC (2007): Glossary of Terms used in the IPCC Fourth Assessment Report, 2007, Available: <http://www.ipcc.ch/pdf/glossary/ar4-wg1.pdf>
- Kisse J. M. (2019): Einfluss von Wärmeerzeugern auf die gekoppelte Planung von Strom- und Gasverteilnetzen. Masterarbeit TU Berlin, 2019
- Kisse J. M., Braun M., Letzgas S., Kneiske T. M. (2020): A GIS-Based Planning Approach for Urban Power and Natural Gas Distribution Grids with Different Heat Pump Scenarios. *Energies* 2020, 13, 4052; doi:10.3390/en13164052

- Kittl C., Sarajlić D., Rehtanz C. (2018): k-means based identification of common supply tasks for low voltage grids. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe); DOI: 10.1109/ISGTEurope.2018.8571658, 2018
- Klobasa M., Bekk A., Kuehnbach M., Pelka S., Stute J., Sarfarazi F., Nienhaus K., Bruckmeier A., Springmann E., Köppl S., Guthoff F., Qussous R., Heinemann C. (2021): Bewertung der systemischen Auswirkungen der C/sells-Anwendungsfälle - Gesamtbericht der Arbeiten in Arbeitspaket 2.6 des SIN-TEG-Forschungsprojektes C/sells
- Lund P.D., Lindgren J., Mikkola J. und Salpakari J. (2015): Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 45, 2015, pp. 785–807
- Mathiesen B.V., Lund H., und Karlsson K. (2011): 100% Renewable energy systems, climate mitigation and economic growth. Applied Energy, vol. 88, 2011, pp. 488–501
- Matke, C., Medjroubi, W., Kleinhans, D., (2016): SciGRID - An Open Source Reference Model for the European Transmission Network (v0.2)
- Moser A., Linnemann C., Kraemer C. (2012): Übertragungsnetzausbau für die Energiewende, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, vol. 62, 2012, pp. 52–56
- OPSD [Open Power System Data] (2020): Data Package Conventional power plants. Version 2020-10-01. https://doi.org/10.25832/conventional_power_plants/2020-10-01
- Ossenbrink J. (2017): How feed-in remuneration design shapes residential PV prosumer paradigms. Energy Policy 108, 2017, pp. 239–255
- Pfenninger S., Hawkes A. und Keirstead J. (2014): Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 33, 2014, pp. 74–86
- Priluskic, D. (2020): Einfluss von Leitungsausbaumaßnahmen auf Leitungsflüsse: Linearisierter AC-Berechnungsansatz. Bachelorarbeit, Universität Stuttgart, August 2020
- Ronellenfitsch, H., Manik, D., Hörsch, J., Brown, T., Witthaut, D. (2017): Dual theory of transmission line outages. IEEE transactions on power systems, 32(5), 4060-4068
- Sanina N. (2022): Clustering zur Ableitung sektorübergreifender Problemregionen für die Standortbestimmung zukünftiger PtX-Anlagen in Deutschland. Masterarbeit Universität Kassel, 2022
- Sarfarazi S., Sasanpour S., Cao K.-K. (2022): Improving Energy System Design with Optimization Models by Quantification of the Economic Granularity Gap: The Case of Prosumer Self-Consumption in Germany, Energy Reports 2022, Preprint, <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.4151361>
- Sasanpour S., Cao K.-K. (2021): Trade-Offs einer Eigenversorgung Deutschlands in einem 100% erneuerbaren europäischen Stromsystem. IEWT 2021, 08.-10. Sep. 2021, Wien, Österreich
- Sasanpour S., Cao K.-K. und Gils H.C., Jochem P. (2021): Strategic policy targets and the contribution of hydrogen in a 100% renewable European power system. Energy Reports, 2021
- Scheidler A., Thurner L., Braun M. (2018): Heuristic optimisation for automated distribution system planning in network integration studies. IET Renewable Power Generation. 2018, Vol. 12 Iss. 5, pp. 530-538
- Schmidberger M. (2020): Analyse von Wechselwirkungen unterschiedlicher ökonomischer Perspektiven in dezentralen Energiesystemen. Masterarbeit Universität Stuttgart, Januar 2020

Sperber E., Frey U., Bertsch V. (2020): Reduced-order models for assessing demand response with heat pumps – Insights from the German energy system. Energy and Buildings, 1. Januar 2020. DOI:10.1016/j.enbuild.2020.110144

Wikipedia (2022): Liste der Schaltanlagen im Höchstspannungsnetz in Deutschland, [https://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Liste der Schaltanlagen im H%C3%B6chstspannungsnetz in Deutschland](https://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Liste_der_Schaltanlagen_im_H%C3%B6chstspannungsnetz_in_Deutschland)

Woodbury, M. A. (1950): Inverting Modified Matrices, Statistical Research Group, Memorandum Report 42, 1950